



**ATOMERŐMŰVI BERUHÁZÁSOK ÜZLETI MODELLJEI ÉS  
VÁRHATÓ MEGTÉRÜLÉSÜK**

**REKK  
MŰHELYTANULMÁNY**

**BUDAPEST, 2013**

---

**TARTALOM**

---

Vezetői összefoglaló .....	i
I. Bevezető.....	1
II. Üzleti modellek.....	3
II.1. Kockázati elemek .....	3
II.1.1. Előkészítési fázis .....	4
II.1.2. Kivitelezési fázis.....	4
II.1.3. Működési fázis.....	9
II.1.4. Bezárási fázis.....	12
II.2. Üzleti modellek.....	14
II.2.1. Tulajdonosi struktúra .....	15
II.2.2. Finanszírozás .....	16
II.2.3. Szerződéses struktúra .....	20
II.2.4. Szabályozási környezet.....	22
II.2.5. Üzleti modellek.....	26
III. A megtérülési modell bemutatása és a modellezés adaptálása az atomerőművi beruházásra .....	28
III.1. Projektértékelési módszerek.....	28
III.1.1. Megtérülési idő.....	30
III.1.2. Diszkontált megtérülési idő.....	30
III.1.3. Nettó jelenérték .....	31
III.1.4. Belső megtérülési ráta .....	31
III.1.5. Jövedelmezőségi Index .....	31
III.1.6. LCOE .....	32
III.2. A parciális érzékenységvizsgálat módszertana .....	32
III.3. Felhasznált inputadatok.....	33
III.3.1. Beruházási költségek.....	33
III.3.2. Diszkontráta .....	35
III.3.3. Villamosenergia-árak .....	36
III.3.4. Egyéb inputtényezők.....	37
III.3.5. Inputtényezők összefoglalása.....	38
III.4. A megtérülés-számítás eredményei.....	38
III.4.1. A realista forgatókönyv eredményei .....	38
III.4.2. A három forgatókönyv összehasonlítása.....	40
III.4.3. Parciális érzékenységvizsgálatok .....	41
III.4.4. Az összes inputadat-kombináció esetén a megtérülés alakulása.....	42
IV. Zárószó.....	45

## TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

1. táblázat: Erőművi technológiák jellemzői.....	4
2. táblázat: Megrendelt és befejezett reaktorok építési ideje az Egyesült Államokban .....	5
3. táblázat: Az Egyesült Államokban 1966 és 1977 között indult atomerőmű-építések.....	8
tervezett és tényleges beruházási költségei (\$/kW, 2005. évi árakon).....	8
4. táblázat: Atomerőművi beruházási költségbecslések .....	9
5. táblázat: Üzleti modellek összetevői .....	15
6. táblázat: Nukleáris projektek lehetséges finanszírozási modelljei .....	16
7. táblázat: Angolszász ösztönző és állami támogatási rendszerek.....	23
8. táblázat: Nukleáris engedélyezési rendszer az Egyesült Királyságban .....	25
9. táblázat: Atomerőművi üzleti modellek .....	26
10. táblázat: Szakirodalmi beruházási költségbecslések .....	35
11. táblázat: Szakirodalmi áttekintés az atomerőművi projektek esetében alkalmazott diszkontrátákról.....	36
12. táblázat: A megtérülés vizsgálat során alkalmazott inputtényezők.....	38
13. táblázat: Az egyes eredményváltozók összefoglalása .....	40
14. táblázat: A realista, optimista és pesszimista forgatókönyv eredményei .....	41
15. táblázat: Az egyes eredményváltozók értékei különböző tényezők érzékenységvizsgálata mellett .....	42

## ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: Az atomerőmű-építések alakulása 1951 és 2011 között .....	1
2. ábra: Európai erőművi beruházási költségek alakulása (2000-2012).....	8
3. ábra: Jövőbeni pénzáramok jelenértéke 5%-os és 10%-os diszkontráta mellett.....	10
4. ábra: A nukleáris projekt során felmerülő kockázatok cash-flowra gyakorolt hatása .....	14
5. ábra: Finanszírozási modellek .....	20
6. ábra: Kockázatmegosztás a kivitelezési (EPC) szerződésekben .....	21
7. ábra: Atomerőművi engedélyezési folyamat az Egyesült Államokban .....	25
8. ábra: A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás működése .....	29
9. ábra: A realista forgatókönyv esetében az évenkénti pénzáramok, diszkontált pénzáramok, illetve kumulált diszkontált CF-ok összeg, Mrd Ft.....	39
10. ábra: A kiadások és a bevételek jelenértékeinek megoszlása, Mrd Ft .....	40
11. ábra: A nettó jelenérték értékei különböző tényezők érzékenységvizsgálata mellett, Mrd Ft .....	42
12. ábra: Az egyes input-kombinációk esetében a nettó jelenérték értéke, Mrd Ft .....	43
13. ábra: Az egyes input-kombinációk esetében az LCOE értéke, €/MWh.....	44

## VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

A nukleáris bázisú áramtermelés jövője energiapolitikai és – a beruházás méreténél fogva – gazdaságpolitikai kulcskérdés Magyarországon. A tervezett létesítmény várhatóan két darab, hozzávetőleg 1200 MW-os új blokkból állna, beruházási költsége pedig a legfrissebb nemzetközi adatok alapján -konzervatív becslés szerint is- elérheti a 2700 milliárd forintot. Ez a folyó áron számított 2012. évi hazai GDP 9,5%-ának megfelelő érték. A fejlesztés által szükségessé váló kiegészítő beruházásokkal együtt (átviteli hálózat fejlesztése, esetleg szivattyús-tározós erőmű létesítése) a teljes beruházási költség azonban ennél jóval magasabb is lehet. A projekt a 21. század első felének legnagyobb értékű egyedi, állami részvételt igénylő hazai beruházása lehet.

Noha a többpárti politikai elkötelezettség az új blokkok létesítése mellett régebbi keletű fejlemény, az MVM Paks II. Zrt. közelmúltbéli megalakulásával a hazai nukleáris fejlesztések előkészítése új szakaszba lépett. Az eddigieknél is fontosabbá vált azon kockázatok és kockázatkezelési lehetőségek áttekintése, amelyek a tervezett nukleáris erőművi fejlesztés megvalósítása szempontjából meghatározóak. Tanulmányunk ezen munkához kíván hozzájárulni.

Két kérdésre keressük a választ:

1. A nukleáris fejlesztést végrehajtó vagy tervező OECD országok milyen üzleti modellek keretében kezelik vagy igyekeznek kezelni a nukleáris erőművi beruházások előkészítése, kivitelezése, az erőmű üzemeltetése közben, illetve az erőmű bezárása során felmerülő pénzügyi / gazdasági kockázatokat?
2. Mely tényezők befolyásolják kiemelkedő mértékben egy nukleáris erőművi projekt pénzügyi megtérülését? Nemzetközi összehasonlító adatok felhasználása segítségével mit mondhatunk egy idehaza tervezetthez hasonló méretű projekt pénzügyi megtérülési jellemzőiről?

Az első kérdés megválaszolásához döntően az európai (francia, finn, brit) és az észak-amerikai projektekre vonatkozó adatforrások és irodalom feldolgozására támaszkodtunk. Jelen tanulmány kereteit meghaladta a távol-keleti OECD államokban (Japán, Dél-Korea) és a fejlődő világban (Törökország, Kína, India) alkalmazott, illetve a keleti EU tagállamokban (Csehország, Litvánia, Lengyelország) tervezett üzleti modellek feldolgozása.

A megtérülés kérdését egy, a REKK által kialakított pénzügyi modell segítségével vizsgáltuk.

A tanulmány főbb megállapításai az alábbiakban foglalhatók össze.

1. A nukleáris áramtermelésnek a kiemelkedő technológiai-biztonsági kockázatok mellett kiemelkedő pénzügyi-gazdasági kockázatai is vannak. Részben ez magyarázza azt, hogy az 1986. évi csernobili katasztrófa óta Japán, illetve Dél-Korea kivételével a fejlett országokban nem épültek új atomerőművek.

2. A nukleáris erőművi beruházások markánsan különböznek a más erőművi technológián alapuló fejlesztésektől. A jellemző blokkméret és a fajlagos beruházási költség egyaránt kiemelkedően nagy, ezért a finanszírozási igény és az ezzel kapcsolatos tőke költség rendkívül magas. A beruházás előkészítése és kivitelezése (az erőmű építése) minden más technológiánál tovább tart, az erőmű üzemideje pedig kiemelkedően hosszú.
3. A nukleáris erőművi projektek az előkészítés, a kivitelezés, a működés és az erőmű bezárás fázisaiban különféle típusú és eltérő mértékű kockázatokkal szembesülnek. A beruházás pénzügyi megtérülését veszélyeztető legnagyobb kockázatok a kivitelezési fázisban merülnek fel.
4. A projekt előkészítése során felmerülő kockázatok elsősorban az engedélyezéssel kapcsolatosak. Miközben az engedélyek megszerzése a projekt költségeinek mindössze 1-5%-át teszik ki, időigényük jelentős lehet.
5. A projekt költségeinek oroszánrész a kivitelezés 5-8 éves időintervallumában merül fel, ennél fogva a beruházót érintő legsúlyosabb kockázatok is erre a szakaszra koncentrálnak. E szakasz fő kockázati tényezője az építési idő elhúzódása. Az utóbbi évek európai projektjei esetén a kivitelezési idő átlagosan az eredetileg tervezett duplája. Az építés elhúzódása amerikai és európai tapasztalatok szerint a tervezett költségek nagyon jelentős túllépését (duplázódását) eredményezi.
6. A beruházási költségek becslését az elhúzódó kivitelezés során bekövetkező fajlagos anyag- és munkaerőár emelkedések, és az ezekre épülő beruházási indexek változékonysága is nehezíti. Az alábbi táblázat jól tükrözi, hogy néhány év leforgása alatt mekkora változások játszódhatnak le a beruházási költségbecslések terén, és hogy mekkora bizonytalanságok övezik a nukleáris erőműépítések várható beruházási költségére vonatkozó becsléseket.

Atomerőművi beruházási költségbecslések

Massachusetts Institute of Technology	2003	2 000	\$/kW
Department of Trade and Industry (UK)	2006	2 644	\$/kW
Massachusetts Institute of Technology	2009	4 000	\$/kW
Department of Energy (US)	2010	5 339	\$/kW

7. A fejlett országokban az építési munkálatok elhúzódása és a költségek növekedése a létesítés során jelentkező kivitelezési/technológiai és szabályozási/engedélyezési kockázatokra vezethető vissza. A kivitelezési/technológiai kockázatok jelentős részben abból fakadnak, hogy az atomerőművi beruházások kevésbé gyakoriak, ezért adott reaktortípus esetén nehezebb a kivitelezési rutin megszerzése, és lassabban megy a nukleáris berendezések gyártóiból, egyéb beszállítókból és alvállalkozókból összeálló „beszállítói lánc” kiépítése. A szabályozási és engedélyezési kockázatok a politikai támogatottság változékonyságával, a biztonsági előírások gyakori változtatásával, illetve az új technológiákkal kapcsolatos tapasztalatok hiányából, és az ezeket kísérő szabályozói beavatkozásokból erednek.

8. Az erőmű üzembe lépését követően elsősorban üzemeltetési és piaci-értékesítési kockázatok jelentkehetnek. Az erőművi projektek megtérülésének kulcsfontosságú feltétele a magas (90% körüli) kapacitáskihasználtság és a megfelelően magas piaci áramár. Ezen tényezők romlása jelentős megtérülési kockázatot jelent.
9. Az üzemidő lejártával (3+ generáció esetén várhatóan 60 év) jelentkező két fontos kockázati elem az erőmű bezárása és elbontása, illetve a kiégett fűtőelemek és egyéb radioaktív hulladékok elhelyezése. Ezek közül egyik sem gyakorol jelentős hatást a projekt megtérülésére. A bezárás költségét (500 millió – 1 milliárd dollár blokkonként) általában egy, az élettartam alatt működtetett bezárási alap fedezi. A hulladék elhelyezés költsége (elsősorban a geológiai tároló kiépítése) nagyon jelentős lehet, de mivel időben távol jelentkezik (és a költségek megoszlanak a jelenleg üzemelő, illetve a jövőben megépülő blokkok között), jelenértéke a 40-60 évnnyi diszkontálás következtében meglehetősen csekély.
10. A nukleáris projektek fenti kockázatait a fejlett országok piacain eltérő üzleti modellek segítségével kezelik. Üzleti modell alatt a projekt tulajdonosi szerkezetének, finanszírozásának, szerződéses szerkezetének és az ahhoz kapcsolódó szabályozói megoldásoknak eltérő kombinációit értjük. Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja a vizsgált országokban alkalmazott üzleti modell változatokat.

Atomerőművi üzleti modellek

Üzleti modellek	Amerikai		Francia	Finn
	kereskedelmi	szabályozott	monopol	kooperatív
Tulajdonosi struktúra	decentralizált (termelők és szolgáltatók)	centralizált (vertikálisan integrált vállalat)	centralizált (EDF) (vertikálisan integrált vállalat)	decentralizált (termelő és nagyfogyasztók)
Finanszírozás módja	projektfinanszírozás	vállalati finanszírozás	Vállalati finanszírozás	hibrid finanszírozás
Szerződéses struktúra	PPA* szolgáltatókkal	saját fogyasztói bázis	saját fogyasztói bázis	PPA nagyfogyasztókkal
	EPC** nem ismert	EPC nem ismert	EPC: saját kivitelezés	EPC: turnkey contract
Szabályozói környezet	szabad piac	szabályozott piac	hibrid piac	szabad piac
	állami támogatás	állami támogatás	-	-

\*PPA: hosszú távú áramvásárlási szerződés; \*\* EPC: Engineering, Procurement, Construction szerződés a kivitelezővel

11. Az Egyesült Államokban tervezett projektek mindegyikét jellemzi az állami támogatás (hitelgarancia, adókedvezmény) megléte, mely az áramvonalasított engedélyezési eljárással együtt jelentősen csökkenti a beruházókat sújtó kockázatokat. A szabályozott villamosenergia-piacokkal rendelkező államokban tervezett projektek esetében a kockázat tovább csökken, így az építkezés vállalati finanszírozás mellett is megindítható, de megfelelő tulajdonosi struktúra mellett projektfinanszírozásra is lehetőség nyílik. **A többé-kevésbé nyitott európai villamosenergia-piacokon vélhetően ez utóbbi, a**

**projektfinanszírozás és állami támogatás kettősségére épülő kereskedelmi modell tekinthető reális lehetőségnek.**

12. A francia monopol modell meglehetősen klasszikusnak tekinthető: a lassan liberalizálódó, hatósági árakkal tarkított, koncentrált piac alkalmas lehet arra, hogy a domináns szereplő vállalati finanszírozással nukleáris projektet kezdeményezzen. Ez a lehetőség azonban igen kevés európai országban adott, mivel a vállalatok jelentős részének piaci értéke és eszközállománya elégtelen ahhoz, hogy ilyen volumenű befektetést eszközöljön. Azt is érdemes figyelembe venni, hogy az integrálódó európai piacokon kevéssé valószínű a merev, versenytől védett nemzeti piacok tartós megmaradása.
13. A finn erőmű-fejlesztési modell rendkívül innovatív, ugyanakkor a finn villamosenergia-szektor sajátosságai miatt más európai országok által nagyon nehezen ismételhető meg. A jelentős fogyasztói tulajdoni hányaddal működő vállalatok és a nagyfogyasztói partnerségre építő projektvállalatok ilyen típusú partnerek hiányában nem alakíthatóak ki. A projekt demonstrációs jellege szintén olyan egyedi szerződéses kondíciókhoz vezető vonás, melyet várhatóan nem vállal fel még egyszer a reaktor gyártója.
14. Egy hazai nukleáris befektetés megtérülését nettó cash-flow elemzésre támaszkodó mutatószámokkal elemeztük. Az elemzéshez használt, elsősorban a 2009-2012 közötti nemzetközi irodalom feldolgozásán alapuló, a beruházásokra vonatkozó legfontosabb feltételezéseinket az alábbi táblázat tartalmazza. Összesen három forgatókönyvet definiáltunk: egy optimistát, egy realistát, illetve egy pesszimistát. A realista forgatókönyv esetében minden bemenő változó a lehetséges értéktartomány középértékét veszi fel. A pesszimista esetben feltételezzük, hogy az egyes inputváltozók mindig azon értéket veszik fel, amely rontja a projekt megtérülését, míg az optimista esetben ellenkezőleg, amely javítja azt.

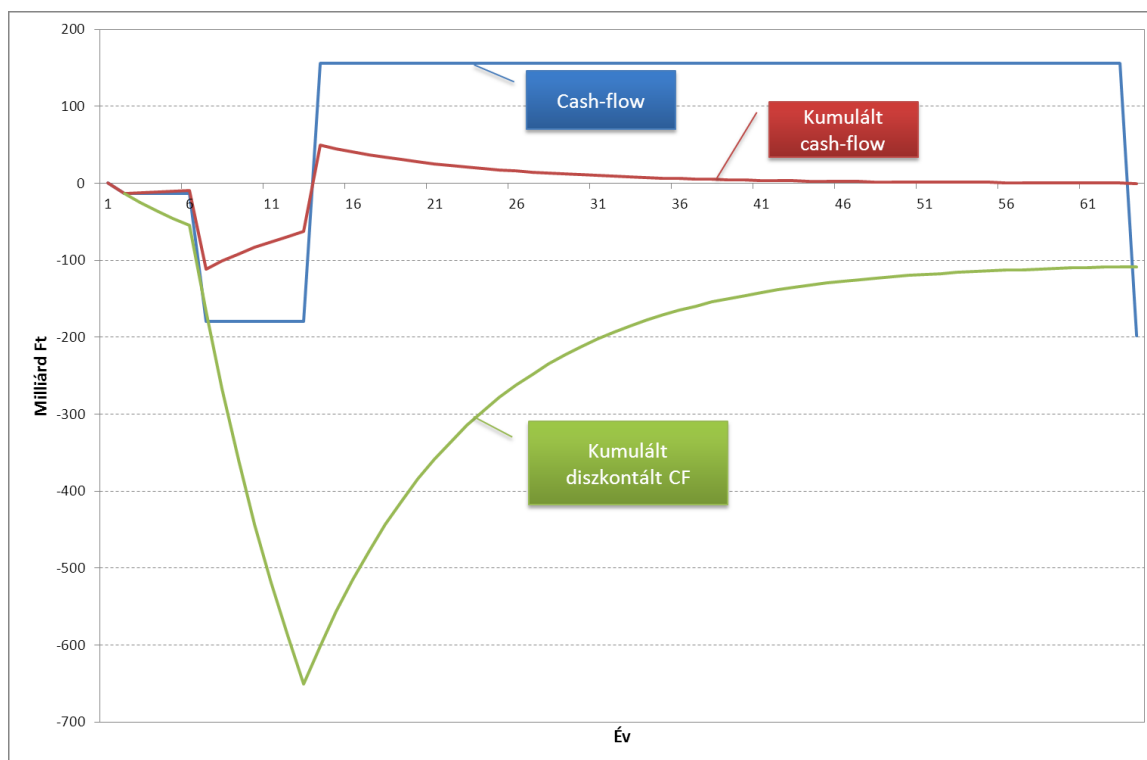
**A megtérülés vizsgálat során alkalmazott inputtényezők**

		Minimum	Középérték	Maximum
Előkészítési idő	Év	5	5	5
Építési idő	Év	5	7	8
Üzemidő	Év	40	50	60
Kapacitáskihasználtság	%	80	85	90
Beruházási költség	\$/kW	4 000	5 000	6 500
Bezárás költsége	\$/kW	525	750	975
O&M	\$/MWh	12,08	14,49	17,38
Tüzelőanyag-költség	\$/MWh	7,328	9,16	10,992
Villamosenergia-ár	€/MWh	80	90	100
Diszkontráta	%	8,5%	10,0%	11,5%

15. Az alábbi ábra azt mutatja, hogy a realista forgatókönyv esetén a kumulált diszkontált pénzáramok összege a beruházás végére eléri a -650 milliárd forintot. Az erőmű termelési ciklusában az évenként pénzáramok értéke 160 milliárd forint körül alakul, viszont ezek

diszkontált értéke már a termelés első évében várható hozamok esetében is mindössze 50 milliárdot tesz ki. A kumulált pénzáram értéke így az erőmű életciklusa végén sem lesz pozitív, mintegy 110 milliárd forintos kumulált diszkontált veszteségű pénzárammal szembesül az erőmű. Az erőmű élettartalma végén egy jelentős mértékű bezárási költséget tapasztalunk, de ennek diszkontált értéke szinte elhanyagolható.

**A realista forgatókönyv esetében az évenkénti pénzáramok, diszkontált pénzáramok, illetve kumulált diszkontált pénzáramok (CF-ok) összeg, Mrd Ft**



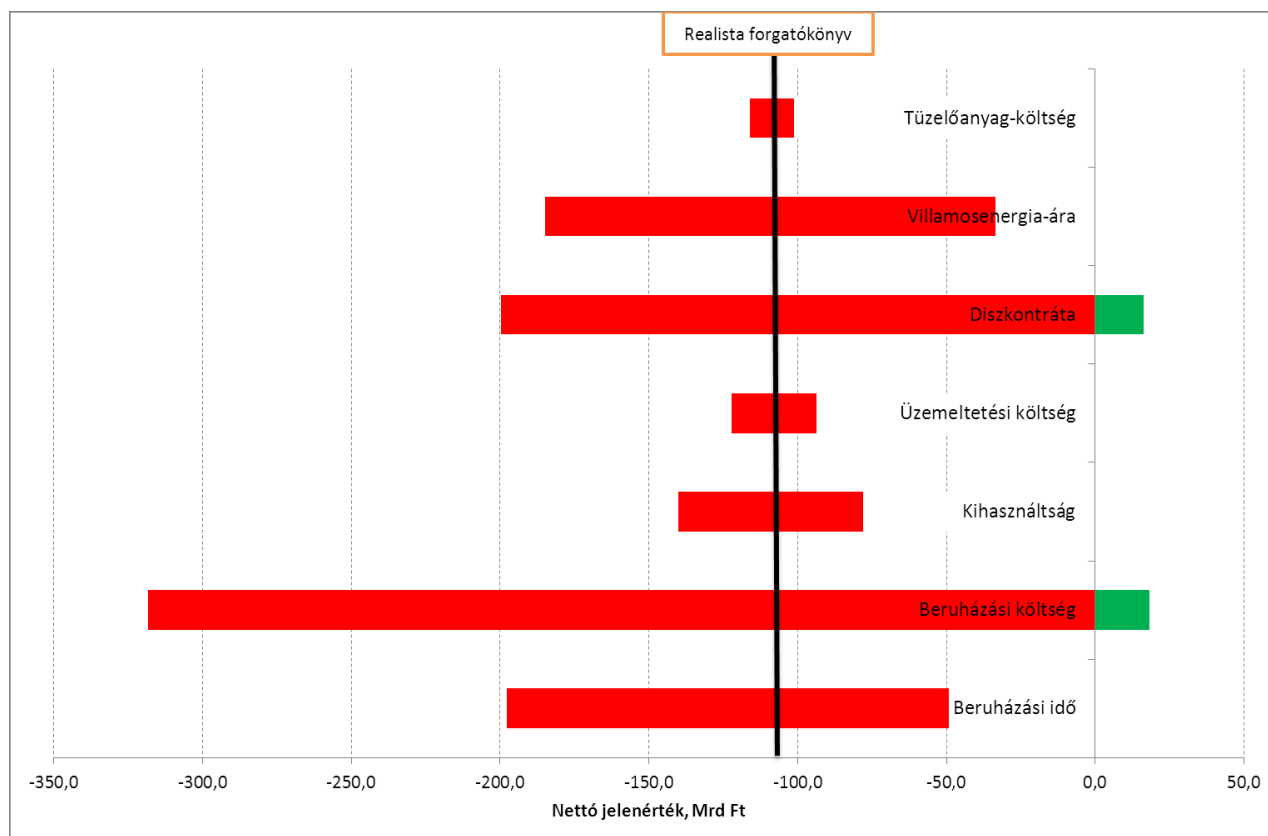
Forrás: REKK számítás

16. A referencia forgatókönyvre vonatkozóan érzékenységvizsgálat keretén belül azt vizsgáltuk, hogyan változik a beruházás kumulált pénzáramának jelenértéke, ha a projekt jövedelmezőségét befolyásoló legfontosabb tényezők értékét úgy változtatjuk, hogy közben a többi változó értéke nem változik. A vizsgált inputváltozó a pesszimista vagy az optimista értékét veszi fel, kivéve a beruházási idő, amely esetében a realista értékhez (7 év) hozzáadtunk, illetve abból levontunk 2-2 évet. Az eredményeket a következő ábra tartalmazza. Mint látható, a projekt jövedelmezőségét önmagában legerősebben a beruházási költség és a finanszírozás költsége (diszkontráta) befolyásolja. E két tényező esetén fordulhat elő, hogy a változó értékének kedvező alakulása *önmagában* pozitív nettó jelenértékűvé teheti a projektet.
17. A beruházási költség és a súlyozott tőkeköltség (diszkontráta) mértéke a beruházás megtérülése szempontjából abszolút meghatározó. A tőkeköltségek 1,5%-os csökkenése, vagy a beruházási költségek 20%-os csökkenése a többi tényező változatlansága mellett is pozitívba fordíthatja a projekt jelenértékét. Ugyanakkor ezek a tényezők hordozzák



magukban a legkomolyabb kockázatokat is: mérsékelt növekedésük önmagában ellehetetlenítheti a projekt megtérülését.

**A kumulált diszkontált pénzáram értékei különböző tényezők érzékenységvizsgálata mellett, Mrd Ft (referencia forgatókönyv)**



Forrás: REKK számítás

18. Végül bemutatjuk a vizsgált három alap forgatókönyv legfontosabb pénzügyi mutatóit. Látható, hogy a pesszimista forgatókönyv esetében igen rossz megtérülési mutatókkal szembesülünk. A projekt belső megtérülési rátája 5,2 %-os, azaz ennél alacsonyabb reálhozam-elvárással kell bírni a beruházónak, ha mégis belevág a projekt megvalósításába. A LCOE mutató<sup>1</sup> értéke, vagyis a beruházás megtérüléséhez szükséges értékesítési ár ebben az esetben 176 €/MWh, amely a jelenlegi villamosenergia-árakat és piaci tendenciákat figyelembe véve valószínűtlenül magas érték. Ezzel szemben az optimista forgatókönyv megvalósulása esetén érdemes a beruházást megvalósítani. A nettó jelenérték ez esetben meghaladja a 400 Mrd forintot, míg a belső megtérülési ráta a

<sup>1</sup>Levelized Cost of Energy (LCOE); értéke azt mutatja, hogy átlagosan milyen áramár esetén érdemes beruházni az adott erőműbe.

12,8 %-ot. Az LCOE értéke 66 €/MWh-át mutat, azaz átlagosan – az optimista forgatókönyv esetén 8,5 %-os diszkontárával számolva – ekkora villamosenergia-értékesítési ár mellett tud gazdaságosan működni az atomerőmű.

**A realista, optimista és pesszimista forgatókönyv eredményei**

	Realista	Pesszimista	Optimista
NPV, Mrd Ft	-109,1	-456,3	409,5
IRR, %	8,7%	5,2%	12,8%
Megtérülési idő, év	21	28	17
Diszkontált megtérülési idő, év	63	64	22
LCOE, €/MWh	106	176	66

*Forrás: REKK számítás*

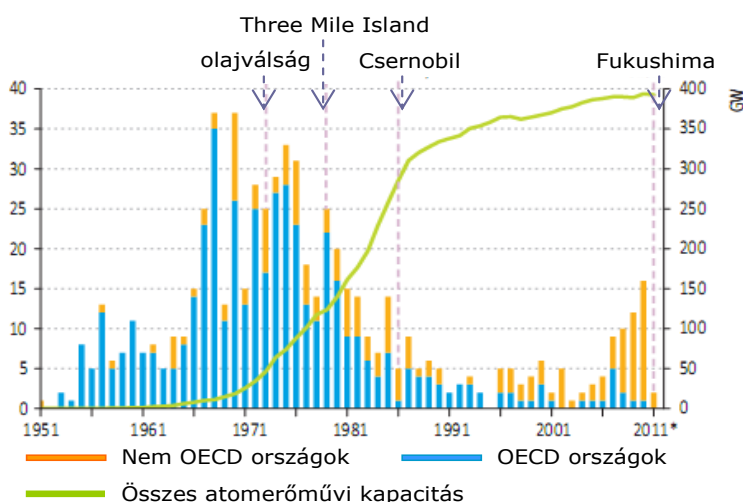
Az elvégzett elemzések alapján megállapíthatjuk, hogy egy sikeres nukleáris projekt végrehajtásával kapcsolatos legjelentősebb pénzügyi/megtérülési kockázatok a beruházási és a finanszírozási költségek alakulásával kapcsolatosak. A beruházási költséget az éretlen technológia alkalmazásából és az előkészítetlen / rutintalan engedélyezésből fakadó elhúzódozó kivitelezés ugrásszerűen növelheti. A finanszírozási költségekre – különösen állami tulajdonú főszereplő esetén – az ország-kockázati felárnak és a szabályozási környezetnek döntő hatása van. Azaz egy hazai projekt – pénzügyi – sikere szempontjából döntő lehet, hogy mennyire érett technológiát választ a beruházó, illetve hogy sikerül-e előzetesen átgondolt integrált engedélyezési eljárást kialakítani. Végül, de nem utolsó sorban a projekt eredményességét – annak méretére való tekintettel – a hazai gazdaságpolitika általános színvonala és nemzetközi hitelessége is alapvetően befolyásolja.

## I. BEVEZETŐ

Az atomerőművi beruházások „hőskora” a múlt század hatvanas-hetvenes éveire tehető: ekkor kezdett kiépülni az a nukleáris erőműpark, mely jelenleg is üzemel a világ számos országában. A nyolcvanas években azonban megtorpantak a további beruházások, és Japán, illetve Dél-Korea kivételével a fejlett országokban nem épültek új atomerőművek.

A 2000-es évek közepén azonban megélénkült a beruházási kedv: a fejlődő országokban (Kínában, Indiában, Oroszországban) jelentős számban kezdtek épülni új erőművek, az Egyesült Államokban pedig a fukushima-i balesetet megelőző években 28 engedélykérelmet nyújtottak be új nukleáris erőművek építésére.<sup>2</sup> A fosszilis energiahordozók megdrágulása, a klímavédelmi intézkedések előtérbe kerülése, és a meglévő erőművi flottával kapcsolatos kedvező üzemeltetési tapasztalatok egyaránt hozzájárultak ahhoz, hogy a nukleáris energiatermelés társadalmi és politikai elfogadottsága az utóbbi évtizedben érezhetően megnövekedett.

1. ábra: Az atomerőmű-építések alakulása 1951 és 2011 között



Forrás: International Energy Agency (2011): *World Energy Outlook 2011* (IEA Publications, Paris)

A „nukleáris reneszánsz”-nak nevezett jelenség azonban sem az Egyesült Államokban, sem Európában nem eredményezte az építkezések látványos megindulását. A Fukushima-i baleset ugyan látványos törést okozott számos ország nukleáris politikájában, a visszafogott befektetői aktivitás hátterében azonban (néhány ország kivételével) nem a társadalmi és politikai támogatottság megrendülése állt, hanem objektív okok.

<sup>2</sup> Lásd Paul Joskow and John Parsons (2012): The future of nuclear power after Fukushima. (Alfred P. Sloan Foundation and MIT)

Jelen tanulmányban megpróbáljuk feltérképezni a nukleáris beruházásokat akadályozó tényezőket, majd megvizsgáljuk, milyen üzleti modellek keretében kezelhetők ezen kockázatok, és jelenleg milyen kilátásokkal vághatnak neki a potenciális befektetők egy nukleáris erőmű építésének és üzemeltetésének.

A tanulmány első részében áttekintjük a nukleáris erőművi beruházások főbb jellemzőit, a projektek előkészítése, kivitelezése, az erőmű üzemeltetése közben, illetve az erőmű bezárása során felmerülő kockázatokat, majd bemutatjuk, milyen üzleti modellek keretében kezelhetők a kockázatok és valósítható meg a beruházás. Ezen részben elsősorban szakirodalmi források alapján dolgozunk, adott esetben a szaksajtóban megjelenő aktuális információkkal kiegészítve.

A tanulmány második részében egy elképzelt atomerőművi beruházás várható megtérülését vizsgáljuk. A megtérülésre vonatkozó számítások eredményeinek ismertetése előtt bemutatjuk az alkalmazott projektértékelési módszertant és a számítások során felhasznált inputadatokat. A számításokat egy realista, egy pesszimista és egy optimista forgatókönyvre is elvégezzük, majd érzékenységvizsgálatokat végzünk, hogy megállapítsuk, a megtérülést mely paraméterek (inputadatok) befolyásolják leginkább.

## II. ÜZLETI MODELLEK

A nukleáris beruházások lehetséges üzleti modelljei számos elemből tevődnek össze: ezek a tulajdonosi struktúra, a finanszírozás módja, a beruházás szereplői között kialakítandó szerződéses struktúra, a projekt megvalósításának szabályozási környezete és az állami szerepvállalás. Az egyes üzleti modellek minden egyes elemének több változata létezik: a tulajdonosi struktúra lehet koncentrált vagy többszereplős, a finanszírozás megvalósulhat vállalati vagy projektfinanszírozás keretében, az állami szerepvállalás lehet tartózkodó vagy aktívan támogató, a szabályozási környezet lehet teljesen liberalizált, vagy erősen szabályozott piac.

A különböző üzleti modellek abban különböznek egymástól, hogy az egyes projektszakaszok esetében más-más változatokat alkalmaznak, és azokat eltérő módon kombinálják. Az eltérő modellek azonban ugyanazt a célt szolgálják: a nukleáris projekteket jellemző különféle kockázatok kezelésére (azok mérséklésére és allokálására) próbálnak megoldásokat találni, hogy ezen keresztül a finanszírozás biztosítható és a projekt megvalósítható legyen. A következőkben áttekintjük az atomerőművi beruházások főbb jellemzőit, a projekteket kísérő lényegesebb kockázatokat, majd megvizsgáljuk, hogy ezen kockázatok milyen üzleti modellek keretében kezelhetők.

### II.1. *Kockázati elemek*

A nukleáris erőművi beruházások markánsan különböznek a más erőművi technológián alapuló fejlesztésektől. A jellemző blokkméret és a fajlagos beruházási költség egyaránt kiemelkedően nagy, ezért a finanszírozási igény rendkívül magas. A beruházás előkészítése és kivitelezése (az erőmű építése) minden más technológiánál tovább tart, az erőmű üzemideje pedig kiemelkedően hosszú. Az alaperőművi üzemmódban működő atomerőművek tőkeköltsége ezért igen magas, üzemeltetési (O&M) és tüzelőanyag-költségeik (vagyis az erőmű változó költségei) ugyanakkor a többi erőműtípusnál alacsonyabbak, ezért a nukleáris erőművek jellemzően a rövid távú kínálati (merit order) görbe elején helyezkednek el. Az atomerőművek környezeti kockázatainak társadalmi és politikai megítélése, illetve elfogadottsága minden más erőműnél kérdésesebb.

1. táblázat: Erőművi technológiák jellemzői

	Nukleáris	CCGT	Szén	Szén+ CCS	Szél	Napelem
Kapacitás (MW)	1 000-1600	480	750	474,4	45	1
Létesítés időigénye (évek)	5-8	2	4	4	1	1
Várható élettartam (évek)	40-60	30	40	40	25	25
Hatékonyság (net, LHV)	33,0%	57,0%	41,1%	34,8%	-	-
Kihasználás (%)	80-90%	85,0%	85,0%	85,0%	26,0%	13,0%
Beruházási ktg (\$/kW)	5 000	1 069	2 133	3 838	2 349	6 006
O&M (\$/MWh)	14,5	4,5	6,0	13,6	21,9	30,0
Tüzelőanyag költség (\$/MWh)	9,3	61,1	18,2	13,0	0,0	0,0
CO2 költség (\$/MWh)	0,0	10,5	24,0	3,2	0,0	0,0

*Forrás: A nukleáris technológia esetében a megadott paraméterek forrása széles szakirodalmi forrásanyagon alapuló REKK gyűjtés, a többi technológia esetében a forrás az IEA (2010): Projected cost of electricity generation c. tanulmánya*

Az atomerőművi beruházások és a nukleáris villamosenergia-termelés fenti sajátosságai olyan kockázati elemekkel párosulnak, melyek a többi erőművi technológia esetében nem, vagy csak mérsékelten jelentkeznek. A következőkben a nukleáris projektek előkészítési, kivitelezési, működési és bezárási fázisaiban felmerülő jellemző kockázati elemeket, illetve azoknak a különböző költségekre és a beruházás megtérülésére gyakorolt hatását mutatjuk be.

### II.1.1. Előkészítési fázis

A nukleáris erőművi beruházások előkészítési fázisában, az engedélyezés során számos kockázat merül fel, de mivel ezek a beruházási költségeknek csak nagyon apró hányadát (1-5%-át) teszik ki, nem tekinthetők számottevő pénzügyi kockázati tényezőnek.<sup>3</sup> A beruházási költségek túlnyomó többsége csak a szükséges engedélyek birtokában, a kivitelezői szerződés megkötését követően merül fel (az építési munkálatok megkezdésekor és a berendezések megrendelésekor).

### II.1.2. Kivitelezési fázis

A kivitelezés a tereprendezi és építési munkálatok megkezdésétől, az ún. „nukleáris sziget” berendezéseinek megvásárlásán és beszerelésén keresztül, az erőmű üzembe lépéséig tart. A beruházási költségek oroszlánrésze ebben az 5-8 éves időintervallumban merül fel, így a beruházás megvalósulását késleltető, vagy veszélyeztető események ebben a szakaszban igen súlyos pénzügyi kockázatot jelentenek.

A kivitelezési fázisban jelentkező egyik legsúlyosabb kockázati tényező az építési idő elhúzódása. Az Egyesült Államokban a hetvenes években megkezdett (a reaktorok megrendelésén túljutott) projektek 75%-a sosem fejeződött be, az átadott erőművek átlagos

<sup>3</sup> Az előkészítési fázis költségére vonatkozó becslés forrása: Mott MacDonald (2010): UK electricity generation cost update; Parsons Brinckerhoff (2011): Electricity generation cost model – 2011 update

kivitelezési ideje a korábbi évtizedre jellemző 8,6 évről 14,1 évre emelkedett.<sup>4</sup> Az utóbbi évek európai tapasztalatai azonban hasonlóan kedvezőtlenek: a flamanville-i és az olkiluoto-i atomerőműépítések a tervezett 4-5 év helyett várhatóan 8-10 év alatt fejeződhetnek be.

**2. táblázat: Megrendelt és befejezett reaktorok építési ideje az Egyesült Államokban**

Évtized	Megrendelt reaktorok száma (db)	Befejezett erőművek aránya (%)	Építési évek száma		
			Átlag	Minimum	Maximum
1950-es évek	6	100%	4,5	3	7
1960-as évek	88	89%	8,6	3	22
1970-es évek	155	25%	14,1	8	26

*Forrás: Lucas Dawis (2011): Prospects for nuclear power. National Bureau of Economic Research, Cambridge*

A kivitelezés elhúzódása egyúttal súlyos pénzügyi terhet eredményez a beruházó számára: egyrészt a beruházási költségek többletmunkálatok miatt törvényszerűen bekövetkező eszkalációjából, másrészt a beruházásra felvett hitelek építési időszak alatt fizetendő kamatterheinek (IDC-Interest During Construction) törlesztéséből adódik. Az elhúzódó építkezés késlelteti az erőmű üzembe lépését és a villamosenergia-értékesítés megindulását. Ez nem csupán kieső bevételeket eredményez, hanem adott esetben nagyon súlyos pénzügyi veszteségeket is, ugyanis az erőmű építése előtt megkötött villamosenergia-értékesítési szerződések teljesítése érdekében az erőmű tulajdonosai – az erőmű kereskedelmi üzemének elindulásáig – kénytelenek a nagykereskedelmi piacon beszerezni a szóban forgó villamosenergia-mennyiséget.

Az építési munkálatok elhúzódása valójában egy tünet, melynek jelentkezése szabályozási/engedélyezési és kivitelezési/technológiai kockázatokra vezethető vissza. A szabályozási kockázat az építést vagy az üzembe lépést hátráltató hatósági döntésekkel kapcsolatos. A felügyelő hatóság az építkezés alatt végzett ellenőrzések során számos szabálytalanságot állapíthat meg: az építési engedélyben szereplő műszaki tartalomtól eltérő, vagy abban meghatározott minőségi követelményektől elmaradó műszaki megoldások esetében a munkálatokat megszakíthatja és az érintett elem javítását, vagy cseréjét írhatja elő a kivitelezőnek.

Az esetek többségében a szabályozói kockázat a kettős engedélyezési rendszerből fakad: az építési engedély megadása csupán a kivitelezési munkálatok megkezdésére jogosítja fel a

<sup>4</sup> Az Egyesült Államokban megfigyelhető extrém módon elhúzódó kivitelezési idők, és a magas meghíúsulási arány nem kis részben szabályozási változásoknak tudhatóak be. 1974-ben alakult meg a nukleáris felügyeleti szerv (NRC-Nuclear Regulatory Commission), amely a biztonsági előírások ellenőrzése során sok esetben új műszaki dokumentáció készítésére kötelezte a beruházókat. Az egyes államok energiaügyi hatóságai ugyanakkor a hetvenes években megélénkülő infláció idején meglehetősen szigorúan léptek fel a szolgáltatók áremelési kérelmeinek elbírálásakor.

beruházót, a megépített erőmű üzemeltetéséhez működési engedélyre is szükség van. Az építési engedély kiadását, és a beruházás megkezdését követően tehát még számos lehetősége van a különböző érintetteknek, hogy az építkezés befejezését és a működési engedély odaítélését késleltessék.<sup>5</sup>

A szabályozási kockázatok speciális esetét jelentik azok az esetek, amikor a kivitelezési időszak alatt szigorodnak a jogszabályokban, illetve az engedélyekben szereplő biztonsági követelmények, ami új műszaki megoldások kidolgozására és/vagy alkalmazására kényszeríti a beruházót. Az ilyen jellegű váratlan szabályozási változások általában egy-egy komolyabb atomerőművi esemény vagy baleset után következnek be.

A felügyelő hatóság beavatkozását sok esetben maga a kivitelező idézi elő, az esetek többségében a kivitelezési/műszaki terveknek az építkezés során történő módosításával. A változtatásokat általában az építkezés során felmerülő váratlan gyakorlati problémák, vagy az eredeti műszaki tervek kiforratlansága teszi szükségessé.<sup>6</sup> A kivitelező által tapasztalt problémákból, illetve az általa kezdeményezett változtatásokból fakadó (adott esetben engedélyezési) bonyodalmakat kivitelezési, vagy technológiai kockázatnak kell tekinteni.

A kivitelezési/technológiai kockázatok jelentős részben abból fakadnak, hogy az atomerőművi beruházások méretüknél fogva kevésbé gyakoriak, ezért adott reaktortípus esetén nehezebb a kivitelezési rutin megszerzése, és lassabban megy a nukleáris berendezések gyártóiból, egyéb szállítókból és alvállalkozókból összeálló „ellátási lánc” (supply chain) kiépítése. A többi erőművi technológiához viszonyítva jóval magasabb a nehezen szabványosítható, telephelyi, illetve egyéb helyi szabályozási sajátosságokhoz igazítandó építési munkálatok aránya is. Ezen problémák hangsúlyosan jelentkeznek a jelenleg kereskedelmi forgalomban lévő, de minimális építési tapasztalattal rendelkező ún. 3+ generációs atomerőművi blokkok esetében.

---

<sup>5</sup> A kettős engedélyezési rendszerben, illetve a politikai és társadalmi támogatottság erodálódásában rejlő kockázatok extrém megvalósulási formája volt az Egyesült Államokban 6 milliárd dollárból megépített Shoreham erőmű esete. Az 1983-ban elkészült erőmű működési engedély hiányában sosem lépett kereskedelmi üzembe, mert Suffolk megye törvényhozói és New York állam kormányzója nem látták biztosíthatónak szükségállapotban a megye kiürítését. Az eset hátteréhez hozzátartozik, hogy a projekt támogatottsága az 1979-es Three Mile Island-i nukleáris erőműben bekövetkezett baleset hatására nagy mértékben visszaesett: 1979 júniusában 15 ezer tüntető tiltakozott az erőmű előtt az építkezés befejezése ellen. Lásd: Malcolm Grimston (2005): The importance of politics to nuclear new build. (Royal Institute of International Affairs, Chatham House, London)

<sup>6</sup> A finn olkiluoto-i erőműépítés során a látszólag hatóság által okozott engedélyezési késedelmeket jelentős részben a kivitelező, illetve a reaktor szállítója idézte elő. Az építkezést már azelőtt megkezdték, hogy a szakhatóság a műszaki terveket teljes egészében jóváhagyta volna, de ennél is nagyobb probléma volt, hogy a jóváhagyásra benyújtott műszaki tervek valójában nem voltak teljesen kidolgozva. Lásd: Energy and Climate Change Committee (2013): Building new nuclear: the challenges ahead.



A fenti „gyermekbetegségekkel” küzdő, gyakran a tanulási görbe elején járó erőművi technológiákat – ebbe a csoportba tartoznak a 3+ generációs nukleáris reaktorok – összefoglalóan a FOAK (first of a kind) jelzővel illetjük, míg a számottevő építési tapasztalattal rendelkező, kiforrott, a gyakorlatban bizonyított megoldásokra és kiépült beszállítói láncra támaszkodó erőműtípusokat NOAK-nak (n<sup>th</sup> of a kind) nevezzük. A jelenleg értékesítendő FOAK nukleáris technológiák várhatóan csak több, határidőre megépült és üzembe lépett nukleáris erőmű után érhetik el a NOAK státust, ami jóval alacsonyabb kockázati besorolást és ennél fogva olcsóbb finanszírozást jelenthetne a beruházók számára.

Az első néhány erőműépítésnél tapasztalható „gyermekbetegségek” mellett az ellátási láncban bekövetkező kapacitásszűkületek is sújthatják a beruházókat. A rendelések felfutásakor nagy valószínűséggel áll elő olyan helyzet, amikor a speciális berendezéseket gyártó vállalatok kapacitásaik bővítése nélkül nem képesek a megrendelések kielégítésére, vagy a speciális műszaki tudással rendelkező szakemberek, illetve kellő tapasztalattal rendelkező kivitelezők szűkössége miatt szenved késedelmet egy projekt.<sup>7</sup> Az atomerőművi beruházási aktivitás megélénkülése esetén a megnövekedett igények kielégítéséhez szükséges kapacitások kiépítése évekbe telik.

A kivitelezési idő elhúzódásának legfontosabb következménye – a tervezett cash-flow korábban említett felborulása mellett – a beruházási költségek eszkalációja. A múltbeli tapasztalatok a költségátúllépések tekintetében épp olyan kedvezőtlenek, mint az építési idők elhúzódása terén. Az Egyesült Államokban 1966-1977 között megkezdett és befejezett nukleáris erőműépítések átlagosan 86%-os költségátúllépéssel valósultak meg, de a jelenlegi európai beruházások (a finn Olkiluoto-i és a francia Flamanville-i) várható költsége is közel kétszerese lesz az eredetileg tervezett beruházási összegnek.

---

<sup>7</sup> Gyakran hivatkozott érzékletes példa, hogy a „nukleáris sziget” építésekor (pl. a reaktortartály elkészítésekor) használt nagy acélöntvényeket jelenleg egyetlen vállalat, a Japan Steel Works gyártja. Lásd Steve Thomas (2010): The economics of nuclear power. (Heinrich Böll Stiftung)

**3. táblázat: Az Egyesült Államokban 1966 és 1977 között indult atomerőmű-építések tervezett és tényleges beruházási költségei (\$/kW, 2005. évi árakon)**

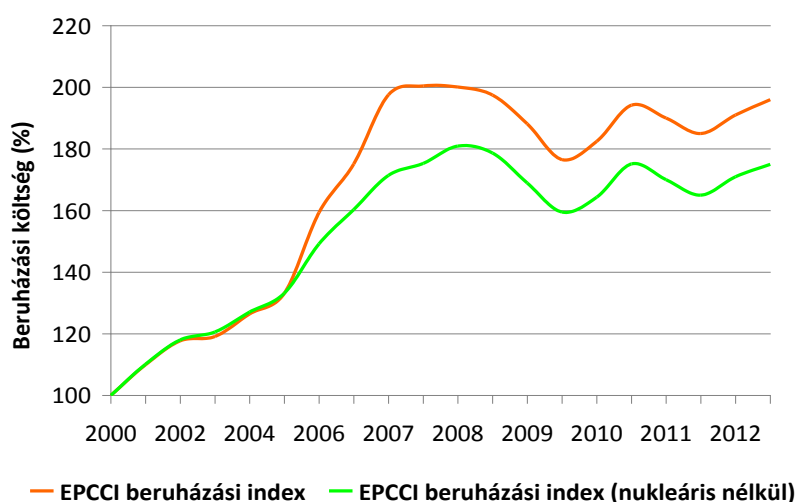
	Erőművek száma	Tervezett költség, (\$/kW)	Tényleges költség (\$/kW)	Költségtúllépés (%)
1966-1967	11	530	1 109	109%
1968-1969	26	643	1 062	65%
1970-1971	12	719	1 407	96%
1972-1973	7	1 057	1 891	79%
1974-1975	14	1 095	2 346	114%
1976-1977	5	1 413	2 131	51%
1966-1977	Összesen 75	813	1 512	Átlagosan 86%

*Forrás: Energy Information Administration (EIA), US Department of Energy (1986), An Analysis of nuclear power plant construction costs, EIA, Washington, D.C. Idézi: IEA (2006): World Energy Outlook 2006, International Energy Agency, Paris*

Az elhúzódó építkezéseket kísérő drasztikus költségtúllépések számos okra vezethetők vissza. A kivitelezési problémák megoldása, a felügyelő hatóság előírásainak, minőségi kifogásainak való megfelelés értelemszerűen pótlólagos építési munkákat, vagy fontos berendezések cseréjét teszi szükségessé. A kivitelezővel kötött szerződés árazásától függően nem csak az elvégzett többletmunkák költsége, hanem a kivitelező kényszerű „üresjáratának” (rendelkezésre állásának) költsége is a beruházót terhelheti.

A költségeszkaláció másik forrása (a többletanyagok felhasználása és a többletmunkák elvégzése mellett) a fajlagos költségek emelkedése. A kivitelezési idő hossza miatt a berendezések és egyes építőanyagok megrendelése, illetve azok leszállítása között évek telhetnek el, sok anyag pedig eleve csak akkor kerül megrendelésre, ha az építkezés bizonyos fázist elért. Ez idő alatt azonban számos alapanyag (pl. réz, acél, cement), építőanyag, vagy berendezés megdrágulhat, ami a beruházás fajlagos költségét – többletmunkák nélkül is – megemelheti.

**2. ábra: Európai erőművi beruházási költségek alakulása (2000-2012)**



Forrás: IHS CERA, <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/>

A fenti ábra az ISH CERA által közzétett európai erőművi beruházási index (EPCCI – European Power Capital Cost Index) alakulását mutatja 2000 és 2012 között. Ez időszak alatt az erőműépítések költsége (mely a felhasznált munkaerő, az alap- és építőanyagok és berendezések költségét tartalmazza) közel kétszeresére nőtt. Az ábra jól mutatja, hogy 3 év alatt az erőműépítés fajlagos beruházási költsége akár 70%-kal is megemelkedhet. A nukleáris erőműépítések költségadatait nem tartalmazó görbe laposabb volta jól jelzi, hogy a fajlagos költségek emelkedése a nukleáris erőművi beruházásoknál jóval nagyobb ütemű, mint a többi technológia esetében.

A kivitelezési idő elhúzódasához kapcsolódó költségeszkalációs kockázatok súlyát nem lehet kellően hangsúlyozni. A szabályozói/hatósági beavatkozások kockázata és fajlagos beruházási költségek változékonysága mellett a megvalósult atomerőmű-építések költségeivel kapcsolatos információhiány, illetve a beruházásokban szerepet vállaló felek (reaktorgyártók, kivitelezők, kormányzatok, nemzetközi szervezetek) esetleges ellenérdekeltsége súlyosbítja a bizonytalanságot. A bizonytalanság érzékeltetésére bemutatjuk néhány, az utóbbi 10 évben született költségbecslés eredményét.

4. táblázat: Atomerőművi beruházási költségbecslések

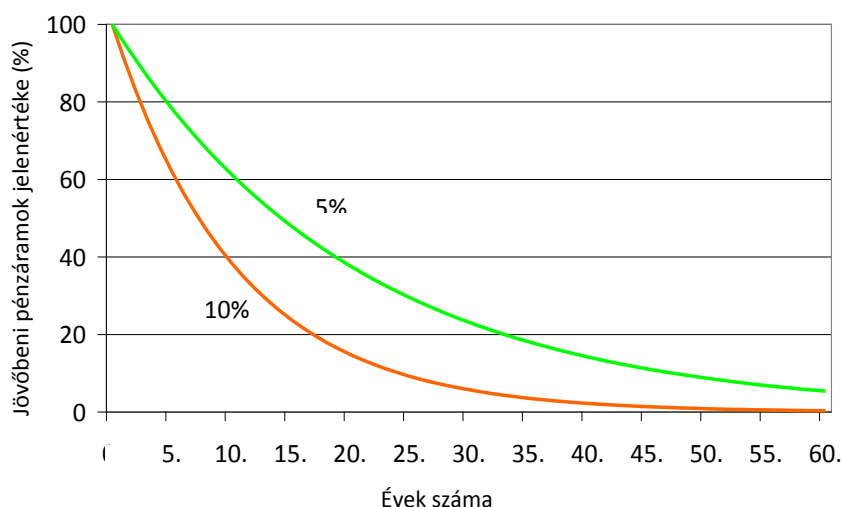
Massachusetts Institute of Technology (MIT)	2003	2 000	\$/kW
Department of Trade and Industry (DTI) - UK	2006	2644	\$/kW
Massachusetts Institute of Technology (MIT)	2009	4000	\$/kW
Department of Energy (DOE) - US	2010	5339	\$/kW

### II.1.3. Működési fázis

A működési fázisban jelentkező kockázatok bemutatása előtt ki kell térnünk egy olyan tényezőre, amely alapvetően meghatározza, hogy a különböző (beruházási, működési, bezárási) időszakokban felmerülő kockázatok mekkora hatást gyakorolnak a projekt várható megtérülésére. Ez a tényező a különböző években felmerülő kiadások és bevételek jelenértékre történő átszámításakor alkalmazott diszkontfaktor. A projekt korai időszakában (pl. a kivitelezési idő alatt) megvásárolt berendezések és építőanyagok – negatív – jelenértéke jóval magasabb, mint az üzemidő közepén-végén várható diszkontált pénzáramoké.<sup>8</sup> Tehát minél későbbi időszakban jelentkező bevételeket és kiadásokat érint az adott kockázat, annál kisebb hatással van a projekt megtérülésére. A különböző időpontban jelentkező pénzáramok (bevételek és kiadások) 5%-os és 10%-os diszkontráta melletti jelenértékét, ezáltal a projekt megtérülésére gyakorolt befolyásának mértékét a következő ábra mutatja.

<sup>8</sup> A projekt 50. évében, vagyis az üzemidő végén bekövetkező 1 milliárd eurós kiadás például 5%-os diszkontrátával számított jelenértéke hozzávetőlegesen a tizede, 10%-os diszkontráta használatával egy százada eredeti értékének.

3. ábra: Jövőbeni pénzáramok jelenértéke 5%-os és 10%-os diszkontráta mellett



A nukleáris erőművi beruházások megtérülését befolyásoló kockázatok egy része a működési fázis során merül fel. Az erőmű üzembe lépését követően elsősorban üzemeltetési és piaci-értékesítési kockázatok jelentkezhetnek. A kockázatok bemutatásánál és értékelésénél két tényezőre koncentrálunk: a működési kockázatok esetében adott kockázati elemnek az erőmű kapacitáskihasználtságára, a piaci-értékesítési kockázatok esetében pedig az erőmű értékesítési áaira gyakorolt hatásra.

A jelentős idegen tőkebevonással felépülő erőmű megtérülésének alapvető feltétele, hogy elfogadható áron jelentős mennyiséget értékesítsen, hogy bevételei fedezzék a kamatkiadásokat és a befektetők hozamelvárását. Ennek érdekében az erőműnek folyamatosan magas (85-90%-os) kapacitáskihasználtsággal (load factor) kell működnie; a megtermelhető (és értékesíthető) villamos energia mennyiségét korlátozó, elnyúló karbantartások és váratlan üzemszünetek ezért mindenképpen kerülendőek.

A 3+ generációs erőművek gyártói szinte kivétel nélkül magas, 90%-os kapacitáskihasználtságot és hosszú, 60 éves élettartamot ígérnek. Az optimizmus részben az új reaktorok kedvező technológiai paraméterein, részben a jelenleg (elsősorban az Egyesült Államokban) üzemelő atomerőműveknek a 2000-es évek óta mutatott magas, 85-90% körüli kapacitáskihasználtságán alapul.

A múltbeli tapasztalatok azonban óvatosságra intik a beruházókat: az OECD országokban üzemelő atomerőművek átlagos kapacitáskihasználtsága a hetvenes-nyolcvanas években az 50-65%-os tartományban mozgott, és csak 1990 után lépte át a 70%-os értéket.<sup>9</sup> A jelenleg

<sup>9</sup> Lásd: International Energy Agency (2001): Nuclear power in the OECD. IEA Publications, Paris. (Yangbo Du and John Parsons (2010): Capacity factor risk at nuclear power plants. MIT CEEPR)

példaértékű, 90% feletti értékkel rendelkező Egyesült Államok nukleáris erőműparkjának teljes élettartamra vetített kapacitáskihasználtsága csupán 70% körüli.<sup>10</sup>

A magas kapacitáskihasználtságot számos üzemeltetési kockázat veszélyezteti. A „normális” működés során is előfordulhat a rendszeres karbantartások elhúzódása, a „zónaátrakás” (a kiégett fűtőelemek cseréje) során váratlan problémák (üzemzavarok) merülhetnek fel, de a fűtőelemek szállítójának időszakos „cseréje” is eredményezhet átmeneti minőségi vagy üzemeltetési problémákat. A fenti nehézségek kezelése rendkívüli (nem tervezett) leállásokat, váratlan üzemszüneteket, rendkívüli karbantartást tehet szükségessé.<sup>11</sup>

Az üzemszünetek miatti bevételkieséseknek (az üzemzavarok gyakorisága és súlyossága mellett) a projekt megtérülésére gyakorolt hatása attól függ, melyik időszakban jelentkeznek: az üzemidő kezdetén jelentkező problémák jóval nagyobb hatással vannak a projekt jelenértékére, mint az üzemidő vége felé (pl. az öregedő berendezések elhasználódása miatt) bekövetkező kiesések.

Az üzemzavarok miatti kiesések legsúlyosabbika a nukleáris baleset, amely részint az erőmű végleges bezárását, részint óriási kártérítések kifizetését eredményezheti. Az ilyen esetben bekövetkező kártérítés felbecsülhetetlen mértéke miatt a legtöbb atomerőművet üzemeltető ország (a vonatkozó nemzetközi megállapodásokkal összhangban) időben és értékben is korlátozza az erőmű felelősségét (a felső korlát 700 millió euró, de az európai országok zöme 100-300 millió euró közötti felelősségvállalást ír elő)<sup>12</sup>, és arra kötelezi az üzemeltetőket, hogy ezen előre meghatározott mértékig speciális (nukleáris) felelősségbiztosítást kössenek.<sup>13</sup> A balesetet kísérő politikai-társadalmi bizalomvesztés azonban nagy valószínűséggel az érintett erőmű tartós üzemszünetét, szélsőséges esetben végleges bezárását eredményezheti, így a felelősség korlátozása és a biztosítás megléte csak csökkenti, de nem zárja ki a befektetői kockázatot.

---

<sup>10</sup> Lásd: Steve Thomas (2010): The economics of nuclear power: an update

<sup>11</sup> A 2003. április 11-én történt súlyos paksi üzemzavar is egyszerű karbantartási művelet, a 2. blokkban végzett zónaátrakás során következett be, és a kieső blokk csak közel másfél év „kényszerszünetet” követően, 2004 szeptemberében kapott engedélyt az újraindulásra.

<sup>12</sup> A nukleáris balesetekkel kapcsolatos felelősségviselést szabályozó nemzetközi egyezményeket (Párizsi, Brüsszeli, Bécsi Konvenció) a hatvanas elején kötötték, de azóta több alkalommal módosították, illetve kiegészítették. Lásd Steve Thomas (2010): The economics of nuclear power: an update; illetve Anthony Thomas and Raphael J. Heffron (2012): Third party nuclear liability: The case of a supplier in the United Kingdom. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group.

<sup>13</sup> A hazai szabályozás értelmében az atomerőmű 100 millió SDR (Special Drawing Right), vagyis jelenlegi (2013. április 25-i) árfolyamon mintegy 115 millió euró összegre köteles atomkárra vonatkozó felelősségbiztosítást kötni, míg a magyar államot ezen felül 300 millió SDR (344 millió euró) kártérítési felelősség terheli. Lásd: 1996. évi CXVI. törvény az atomenergiáról, illetve az atomkárfelőlősségre vonatkozó biztosítási vagy más pénzügyi fedezet jellegéről, feltételeiről és összegéről szóló 227/1997. (XII.10.) Korm. Rendelet.

A működési fázisban jelentkező másik kockázat a villamosenergia-piaci árak kedvezőtlen irányú változásának lehetősége. A nukleáris erőművi befektetők ezt a kockázatot általában hosszú távú villamosenergia-értékesítési szerződésekkel próbálják csökkenteni; ezek a szerződések hossza (már amennyiben megkötöttek) azonban ritkán haladja meg a 15-20 évet, és nem feltétlenül fedi le az erőmű teljes termelését.

A piaci árváltozás kockázata az üzemeltetési kockázatokkal ellentétben kívül esik az erőmű üzemeltetőjének hatókörén. A keresletet meghatározó gazdasági növekedés üteme, a kínálati oldalt meghatározó beruházói aktivitás mértéke, a nemzetközi tüzelőanyagárak, illetve a mindenkor szabályozás (különös tekintettel a CO<sub>2</sub> kvótaárakat alapvetően meghatározó emissziókereskedelmi szabályozásra) együttese határozza meg a villamosenergia-piacokon kialakuló árszintet.

#### **II.1.4. Bezárási fázis**

Az üzemidő lejártával két fontos kockázati elemet tartalmazó esemény várható: az erőmű bezárása és leszerelése (decommissioning), illetve a kiégett fűtőelemek és egyéb radioaktív hulladékok elhelyezése. Bár mindkét tevékenység nagyon komoly (az eredeti befektetés nagyságrendjébe eső) összeget emészt fel, más-más okból egyik sem gyakorol jelentős hatást a projekt megtérülésére.

Az erőmű bezárása és leszerelése az eddigi tapasztalatok és a különböző becslések szerint várhatóan 500 millió és 1 milliárd dollár közötti összeget emészthet fel. A nukleáris erőművek üzemeltetői általában az értékesített villamos energia minden kWh-ja után kötelesek egy elkülönített alapba előre meghatározott összeget befizetni. Az alapban összegyűlő és folyamatosan kamatozó tőke biztosítja a későbbi leszerelési műveletek finanszírozását.

A leszerelés költségei elvileg a beruházási összeghez hasonló módon (és azzal összemérhető mértékben) terhelik a projekt megtérülését; mivel azonban ezen kiadások csupán az üzemidő végén, vagy (a vonatkozó szabályozástól függően) évtizedekkel azt követően terhelik az erőművet, jelen értékük elenyésző nagyságú (diszkontlábtól és időtávtól függően legfeljebb 150 millió dollár).<sup>14</sup>

A szükséges alap megképződését és a későbbi kiadások finanszírozását ugyanakkor számtalan esemény veszélyezteti: az erőmű esetleges csődje, egy pénzügyi válság, vagy a vonatkozó

---

<sup>14</sup> Az erőmű bezárására és leszerelésére három módszer létezik: (i) azonnali leszerelés: közvetlenül az erőmű üzemidejének a letelte után történő teljes szétszerelés és ártalmatlanítás (decontamination); (ii) késleltetett leszerelés: az üzemidő lejártát követő 10-80 évig történő „pihentetés” követő teljes szétszerelés és ártalmatlanítás (safe storage); (iii) a kiégett fűtőelemek eltávolítása után az erőmű lezárása (entombment). Lásd UNEP (2012): Closing and decommissioning nuclear power reactors. Another look following the Fukushima accident (UNEP Year Book 2012).

kiadások alulbecslése. Mindezek az egyébként reális és súlyos kockázatok azonban már elsősorban a mindenkori állami költségvetést (és a társadalmat) terhelik, nem a befektetőt.<sup>15</sup>

A kiégett fűtőelemek és a radioaktív hulladékok elhelyezésével kapcsolatos kockázatok már erősebben és közvetlenebbül érintik a befektetőt. A végleges lerakók kialakítása és a kapcsolatos költségek felmerülése többnyire már az erőmű működése közben megkezdődik, így a tényleges költségek esetleges eszkalációja esetén az erőmű – jogszabályban rögzített mértékű – hozzájárulása is megemelkedhet.<sup>16</sup>

A hulladékelhelyezés ennek ellenére nem elsősorban pénzügyi, hanem szabályozási kockázatként jelentkezik. A végleges tároló kialakítására és a hulladékelhelyezésre vonatkozó világos szabályozás esetleges hiánya jelenti ezt a szabályozási kockázatot. A nukleáris hulladékok végleges tárolása ugyanis politikailag és társadalmilag is érzékeny téma, melynek megoldatlansága az erőmű elfogadottságát olyan mértékben erodálhatja, ami végső esetben az üzemidő lerövidítését eredményezheti (üzemidő-hosszabbítás elutasítását vagy korai bezárást vonva maga után).<sup>17</sup>

A következő ábra a nukleáris projekt különböző fázisaiban felmerülő kockázatoknak a cash-flow-ra gyakorolt hatását szemlélteti. Az építési fázisban egyébként is masszív negatív pénzáramot a kivitelezés elhúzódása és az azt kísérő költségeszkaláció jelentősen növelheti.

A működési fázisban tapasztalható problémák, mint a tervezettnél alacsonyabb kapacitáskihasználtság, illetve a vártnál alacsonyabb értékesítési árak, esetleg valamilyen nukleáris balesetet követő kárpótlási kötelezettség csökkenthetik a működési időszakban realizálható bevételeket. Mivel az üzemidőt a hiteltörlesztési kötelezettség miatt eleve

<sup>15</sup> A kockázatok létezését jól példázza, hogy Nagy Britanniában és az Egyesült Államokban eddig mindegyikre volt példa. Az angol atomerőműveket üzemeltető British Energy csődjé, a brit nukleáris erőműpark leszerelésére vonatkozó költségbecslések eszkalációja, az ezt finanszírozni hivatott pénzügyi alap elégtelensége (2007-ben a 75 milliárd fontra becsült leszerelési költséggel szemben alig 800 millió font értékű pénzügyi alap állt), vagy több amerikai erőmű elbontási alapjának 2008 utáni összezsugorodása bizonyítja, hogy ezen (végső soron az érintett államokat sújtó) kockázatok valóságosak. Lásd: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy (2007): Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations. Country Report United Kingdom, illetve: As reactors age, the money to close them lags (New York Times, 2012/03/21)

<sup>16</sup> Az Egyesült Államok 101 GW kapacitású nukleáris erőműparkjában keletkező kiégett fűtőelemek végleges elhelyezésére kialakítani tervezett Yucca Mountain-beli hulladéktároló megépítésének és üzemeltetésének költségét a Department of Energy 2008-ban 96 milliárd dollárra becsülte. Lásd „Yucca Mountain cost estimate rises to \$96 billion” (World Nuclear News, 06 August 2008)

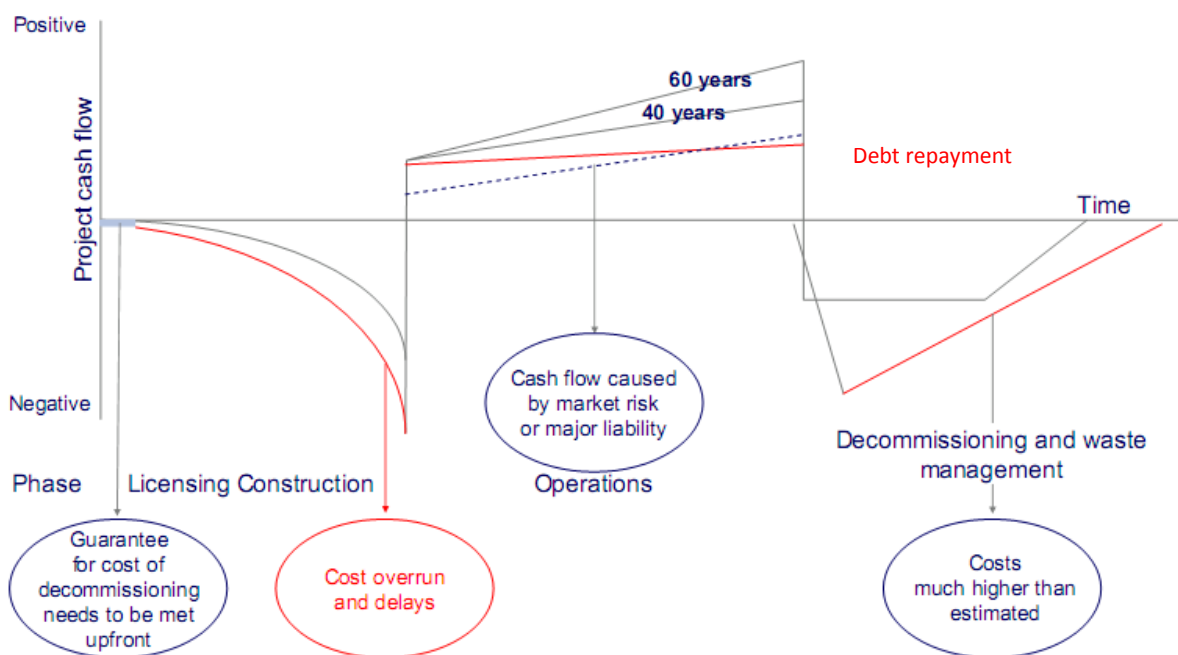
<sup>17</sup> Az elhelyezés kérdését a nukleáris szakma megoldottnak tekinti (mély geológiai tárolók építésével), a szélesebb közvélemény és a szabályozás azonban megosztottabb. Számos országban megindult ugyan a geológiai tárolók kialakítása, a kiégett fűtőelemek tárolására alkalmas, működő lerakó azonban még nincs. Több esetben a végleges lerakó kialakítása is félbeszakadt (pl. az Egyesült Államokban, vagy Németországban), ami további késedelmeket és többletfinanszírozási terhet jelent mind a nukleáris erőműveknek, mind a költségvetésnek.



masszív kiadások terhelik, a tervezettől elmaradó bevételek jelentősen ronthatják a részvényesek számára biztosítható hozamot.

A bezárási fázist sújtó kockázatok, a leszerelés vagy a hulladék-elhelyezés költségnövekedése szintén drasztikus többletkiadást eredményezhet, bár ezen költségek (még ha nagyrészt az erőművet is terhelik) jelenértéke a 40-60 évnyi diszkontálás következtében meglehetősen csekély.

4. ábra: A nukleáris projekt során felmerülő kockázatok cash-flowra gyakorolt hatása



Forrás: Alexander Alting von Geusau (2006): *Pre-conditions for financing nuclear power* (ING Wholesale Banking)

## II.2. Üzleti modellek

A nukleáris beruházások lehetséges üzleti modelljei olyan szerződéses és szabályozási konstrukciók, melyekben a projekt különböző fázisaiban felmerülő, a fent tárgyalt kockázatok enyhítése és allokálása megtörténik. Az üzleti modell a beruházó és a szabályozó döntéseinek eredményeképp alakul ki. A következőkben bemutatjuk, milyen beruházói és szabályozói döntéseken keresztül alakul ki, és milyen elemekből tevődik össze egy nukleáris beruházás üzleti modellje. Ezt követően néhány futó nukleáris projekt példáján bemutatunk néhány lehetséges üzleti modellt.



5. táblázat: Üzleti modellek összetevői

Tulajdonosi struktúra	Befektetők száma	-kevés nagy (centralizált) -több kisebb (denentralizált)
	Befektetők típusa	-pénzügyi (befektetési alapok) -szakmai (termelők, szolgáltatók, kereskedők, fogyasztók stb)
Finanszírozási struktúra	Tőkebevonás	-saját tőke és idegen tőke aránya
	Finanszírozás	-vállalati vagy projektfinanszírozás
Szerződéses struktúra	Kivitelezési szerződés	-fix árazású (turnkey) -indexált (T&M: time and material)
	Értékesítési szerződés	-hosszútávú szerződések (PPAs) -vertikális integráció
Szabályozói környezet	Piacszervezés	-liberalizált villamosenergia-piacok -szabályozott piacok
	Állami szerepvállalás	-szabályozási kereteket megteremtő -támogató/ösztönző -résztevő (tulajdonosi, befektetői)

### II.2.1. Tulajdonosi struktúra

Az atomerőműépítés „hőskorában”, a hetvenes években a nukleáris beruházások zömét monopol helyzetben lévő, hatósági árszabályozás alá eső, gyakran állami tulajdonban lévő, vertikálisan integrált vállalkozások hajtották végre. A beruházással kapcsolatos kockázatokat a fogyasztók viselték: amennyiben a – szabályozó – hatóság a beruházást jóváhagyta, és annak költségét az árakba beépítette, a beruházót terhelő kockázatok köre rendkívül leszűkült.

A villamosenergia-termelés és a piacok liberalizációját követően a korábbi kockázatmegosztás rendszere felborult. A kockázatok jelentős része a beruházóra hárult, aki a tulajdonosi kör megfontolt kialakításával, a megfelelő partnerek kiválasztásával elfogadható módon képes az erőművi beruházás kockázatait megosztani.

A liberalizációban kevésbé előrehaladott, továbbra is erősen koncentrált, a vertikális integráció magas fokával jellemezhető piacokon a domináns szereplő egymagában is képes a kockázatok viselésére és a projekt finanszírozására. A kevésbé koncentrált, intenzív versenynek kitett piacokon azonban kisebb valószínűséggel van olyan piaci erővel rendelkező szereplő, aki partnerek nélkül nekivághatna a beruházásnak. A partnerek bevonása ez esetben elsősorban a finanszírozás biztosítását, másodsorban a kockázatok megosztását szolgálja.

Amennyiben a beruházó jelentős erőműparkkal és üzemeltetési tapasztalatokkal rendelkező szereplő, a működési kockázat általában mérsékelte. A reaktort gyártó/szállító vállalkozás (vendor) tulajdonosként történő bevonása azonban ez esetben is célszerű lehet: a reaktorról kapcsolatos műszaki/mérnöki ismeretei meggyorsíthatják az engedélyezés folyamatát, kivitelezés során csökkenthetik a beruházó, a kivitelező és a szabályozó hatóság közti információs aszimmetriákat, az üzemeltetés során pedig segíthetnek a váratlan üzemszünetek megelőzésében és időtartamuk csökkentésében.

Amennyiben a beruházó nem rendelkezik erős szolgáltatói háttérrel (kevésbé koncentrált, kis vagy közepes piacokon erre kevés esélye van), akkor az értékesítési/piaci kockázat elkerülése érdekében erős fogyasztói bázissal rendelkező szolgáltatók, vagy (ha vannak) nagyfogyasztók bevonása is célszerű lehet. Ha a finanszírozás még így sem megoldott, akkor felmerülhet hosszútávú befektetésekben érdekelt pénzügyi befektetők (pl. szuverén befektetési alapok) bevonása, jóllehet ezen alapok általában óvakodnak a kockázatosnak ítélt befektetésektől.

A projektbe bevonásra kerülő szereplők típusa és száma projektenként meglehetősen eltérő lehet, de a beruházási költségek és a kockázatok mértékéből kifolyólag az egyetlen szereplős tulajdonosi struktúra már minden bizonnyal a múlté. Az Egyesült Államokban és Európában tervezett nukleáris beruházásoknál általánosnak tekinthető a több szereplős, elsősorban villamosenergia-termelő és szolgáltató vállalkozásokból álló beruházói kör.

### II.2.2. Finanszírozás

Az erőművi beruházások finanszírozása (különösen a rendkívül nagy összegeket felemésztő atomerőmű-építések esetében) az üzleti modellek kulcseleme. A nukleáris beruházásokkal foglalkozó szakirodalom ezért sok esetben a lehetséges finanszírozási konstrukciók szerint kategorizálja az üzleti modelleket, és ennek megfelelően a következő üzleti modelleket különbözteti meg:

6. táblázat: Nukleáris projektek lehetséges finanszírozási modelljei

Állami finanszírozás	Vállalati finanszírozás	Projektfinanszírozás
----------------------	-------------------------	----------------------

A finanszírozási konstrukciók kiemelt szerepét elfogadva jelen tanulmány az üzleti modellt tágabban definiálja, és a finanszírozást a kockázatkezelés egyik – kiemelt – eszközeként értelmezi. Az üzleti modelleket a finanszírozás, a tulajdonosi és szerződéses struktúra, valamint a szabályozási környezet különböző kombinációjaként értelmezzük.

Az atomerőművi beruházások finanszírozása a piacnyitást megelőzően állami finanszírozásban valósult meg. A többségében állami tulajdonban lévő, vertikálisan integrált, monopol helyzetben lévő villamosenergia-ipari vállalatokra építő európai országokban az atomerőművi beruházásokat állami vállalatok hajtották végre. A magántulajdonban lévő vállalatokkal, de erős hatósági (ár)szabályozással rendelkező Egyesült Államokban az atomerőművi beruházásokat magánvállalatok finanszírozták, de költségalapú árszabályozásnak és az érintett vállalkozások monopol helyzetének köszönhetően az állami vállalatokhoz mérhető feltételekkel jutottak külső forrásokhoz. Bár formailag ez utóbbi vállalati finanszírozásnak tűnik, a hitelek mögött álló közvetett – árszabályozáson keresztüli – állami garancia következtében tartalmilag állami finanszírozásnak tekinthetjük.

A villamosenergia-termelés és a nagykereskedelmi piacok liberalizációját, illetve az állami vállalatok jelentős részének privatizációját követően az erőművi beruházások finanszírozása teljes mértékben a vállalatok feladata lett. A liberalizált piacokon az erőműépítések

finanszírozása kétféle konstrukcióban valósulhat meg: vállalati, vagy projektfinanszírozás keretében.

Vállalati finanszírozás esetében az erőművi beruházást megvalósító vállalkozás saját eszközállománya terhére von be idegen tőkét. Jelentős eszközállománnyal rendelkező, erős piaci pozícióval rendelkező, adott esetben vertikálisan integrált vállalatok magas tőkevonzó képességgel (és kedvező hitelbesorolással) rendelkeznek, így beruházásaikhoz jelentős volumenben, mérsékelt áron (alacsony kamatlábbal) képesek külső forrásokat biztosítani.

A piacnyitást követően megjelenő független erőművi vállalatok (IPPs- Independent Power Producers), melyek nem rendelkeztek számottevő erőműparkkal, sem hálózati eszközállománnyal, vagy szolgáltatói háttérrel, nem voltak alkalmasak a klasszikus vállalati finanszírozásra. Ezen vállalkozások számára a kilencvenes években egyre inkább teret nyitó projektfinanszírozás tette lehetővé, hogy erőművi beruházásokat hajtsanak végre.

A projektfinanszírozás olyan konstrukció, melyben a projektet kezdeményező vállalkozás – általában más vállalatokkal közösen – projektvállalatot alapít. Ez részben a beruházói/résztvényesi kör bővítését és a saját tőke biztosítását szolgálja, részben az idegen tőke bevonását. A bankok ez esetben nem a beruházó eszközállományát használják biztosítékként, hanem a projektből származó bevételeket, melyek a projektvállalatban jelennek meg. Az idegen tőke ez esetben nem egy vállalat (a beruházó), hanem egy projekt finanszírozását szolgálja.

A projektfinanszírozás számos előnnyel bír a beruházók és hitelezők számára. Ezek az előnyök (ahogy a hátrányok is) alapvetően a projektnek a beruházók egyéb tevékenységétől való elkülönítéséből fakadnak. A beruházás megvalósítója és a kockázatok hordozója ez esetben ugyanis a projektársaság, mely a befektetők által biztosított saját tőke és a projektből származó bevételei terhére vonhat be idegen tőkét. A projektársaság résztvényeseinek felelőssége kizárólag a projektbe befektetett tőke (a projektársaságban megszerzett részesedésük) erejéig terjed. A banki hitelek fedezete ez esetben maga a projekt; a befektetők egyéb tevékenységeiből származó bevételek, illetve ezekhez kapcsolódó eszközállományuk mentesül a felelősség alól. A projektfinanszírozást a felelősség ily módon történő elkülönítése miatt nevezik „non-recourse” finanszírozási formának is.

A befektetők által viselt kockázatok korlátozott volta jelentős számú résztvényes bevonását, illetve a résztvényesi kör rugalmas változtatását teszi lehetővé. A projektvállalatnak a résztvényesek egyéb tevékenységeitől való elkülönítése a hitelezők és a résztvényesek közti információs aszimmetriát is enyhíti: a projekt értékelését ekkor ugyanis nem nehezítik a résztvényesek egyéb tevékenységei. A projektfinanszírozás ezért jelentős idegen tőke

bevonását teszi lehetővé: a vállalati finanszírozásra jellemző 50-50%-os saját és idegen tőke arány projektfinanszírozás esetében 40-60, szélső esetben 30-70%-ra is nőhet.<sup>18</sup>

A fenti előnyöknek azonban ára is van: a kockázatok allokálása (és ezáltal a hitelezők által viselt kockázat mérséklése) igen bonyolult szerződéses struktúra kialakítását igényli. A befektetők közti együttműködés keretét szolgáló projektvállalat kialakítása és az általában több forrásból összeálló finanszírozás megszervezése időigényes feladat, a szerződéses rendszer működtetése magas tranzakciós költséggel jár. A projektfinanszírozás ezért az állami és vállalati finanszírozásnál költségesebb tőkebevonási forma.

A projektfinanszírozás kiválóan alkalmasnak bizonyult a kilencvenes években az Egyesült Királyságban felfutó kombinált ciklusú gázturbinás erőművi (CCGT) beruházások finanszírozására. A projektek átfutási idejének rövide (előkészítéssel együtt 2-3 év), a befektetett tőke korlátozott mértéke (kis-közepes blokkméret, alacsony fajlagos beruházási költség), valamint a technológia viszonylagos kiforrottsága és a gyors ütemben felhalmozódó kivitelezési tapasztalatoknak köszönhetően a CCGT erőművi beruházások rövid időn belül elérték a NOAK státust, így azok kockázatát elfogadható mértékűnek ítélték a hitelezők.

A jelenlegi 3+ generációs reaktorokra épülő nukleáris erőművi beruházások azonban más karakterisztikával bírnak: hosszú átfutási idő, rendkívül nagy tőkebefektetési szükséglet (nagy blokkméret, magas fajlagos beruházási költség), kevésbé kiforrott technológia és csekély, országspecifikus kivitelezési tapasztalat jellemzi őket. Az atomerőművi beruházások ezért még a FOAK kategóriába esnek, így a bankok számára finanszírozásuk többnyire túlzottan kockázatosnak tűnik.

A FOAK nukleáris erőművi beruházások külső (banki, idegen tőkéből történő) finanszírozásának van egy kockázati felára: az a többlethozam, melyet a saját és idegen tőke tulajdonosok (részvényesek és hitelezők) a többi erőművi beruházástól elvárt hozamon felül megkövetelnek a nukleáris beruházástól. Ezen kockázati felárat a különböző tanulmányok 2-3%-os mértékűre teszik.<sup>19</sup> Ezen kockázati felárat azonban a nukleáris beruházás nagy valószínűséggel nem képes kitermelni, ezért projektfinanszírozás keretében jelenleg rendkívül nehéz, ha nem lehetetlen atomerőművek építeni.<sup>20</sup>

---

<sup>18</sup> A tőkeáttétel növelésének azonban projektfinanszírozás esetében is kemény korlátai vannak: a hitelezők nem szívesen adnak pénzt olyan projektre, melybe a részvényesek nem hajlandóak nagy összegeket befektetni. Ez a mechanizmus persze visszafelé is működik: nehéz egy vállalat részvényeseit rávenni olyan projekt finanszírozására, melytől a bankok óvakodnak.

<sup>19</sup> A kockázati felár mértékéről lásd MIT (2003): The future of nuclear power, illetve University of Chicago (2004): The economic future of nuclear power

<sup>20</sup> A tisztán projektfinanszírozáson alapuló FOAK atomerőmű-építéseket a szerzők többsége a NOAK státus eléréséig nem tartja reális alternatívának, kivéve, ha komoly állami támogatással párosul. Lásd: NEA-OECD (2011): The financing of nuclear power plants

A nukleáris projektek finanszírozását terhelő fenti kockázati felár két módon csökkenhető elfogadható mértékűre. Az egyik mód, ha az atomerőművet erős piaci pozícióval rendelkező, jelentős eszközállománnyal és fogyasztói bázissal rendelkező, vertikálisan integrált vállalkozás valósítja meg vállalati finanszírozás keretében. A másik lehetőség az, ha a beruházó kívárja, hogy más befektetők eltérő konstrukcióban (vállalati, vagy állami finanszírozás keretében) megvalósítsanak több nukleáris projektet, és így kellő mértékű kivitelezési tapasztalat halmozódjon fel ahhoz, hogy a kockázati felár lemorzsolódjon és az atomerőműépítések elérjék a NOAK státust.

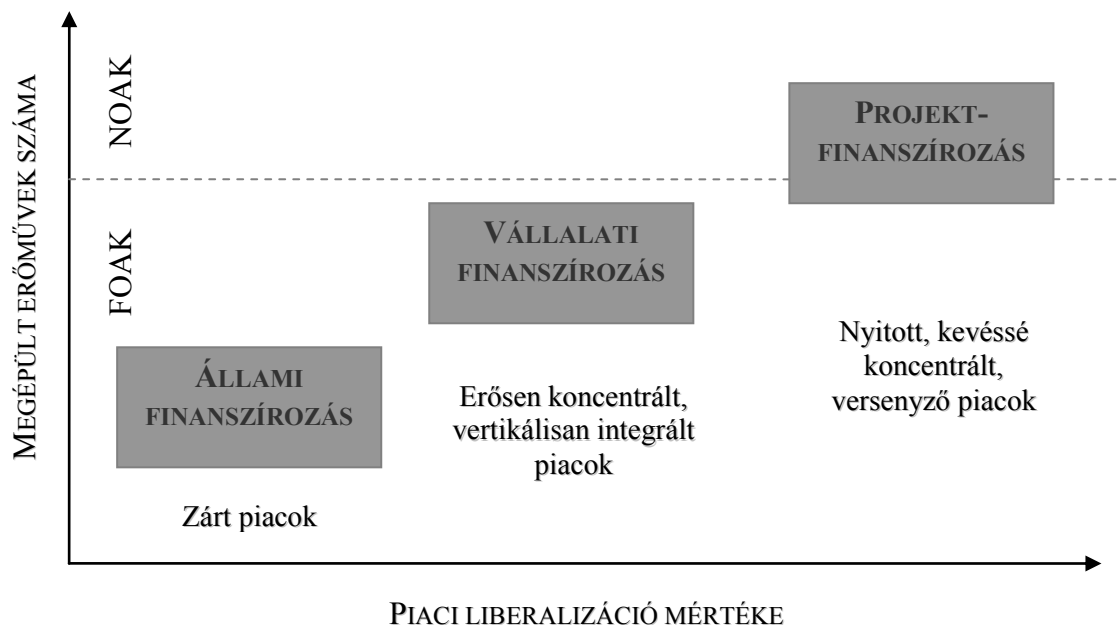
A vállalati finanszírozás alkalmazásának azonban komoly korlátai vannak. Egy több milliárd dolláros nukleáris beruházás még a jelentős eszközállománnyal rendelkező, magas piaci értékű vállalatok kedvező hitelbesorolását is képes lerontani, ha a beruházásra fordítandó saját tőke mértéke meghaladja adott vállalat piaci értékének 15-20%-át.<sup>21</sup> Ekkora beruházás vállalati finanszírozás keretében történő megvalósítására Európában csupán a hét nővér néven ismert energiaipari vállalat (E.ON, EDF, GDF SUEZ, RWE, Iberdrola, Enel, Endesa) valamelyike lenne képes.

A kockázatok csökkentésének azonban elméletileg van egy harmadik módja is: gondosan kimunkált tulajdonosi szerkezettel, szerződéses kapcsolatrendszerrel és megfelelő szabályozási környezettel a kockázatok csökkenthetőek, illetve minden kockázat az annak viselésére leginkább alkalmas szereplőknek allokálható. Ennek lehetséges módjára a szerződéses struktúra és a szabályozási környezet bemutatásakor kitérünk.

---

<sup>21</sup> Lásd: Dominique Finon and Fabien Roques (2008): Financing arrangements and industrial organisation for new build in electricity markets

5. ábra: Finanszírozási modellek



A három finanszírozási mód (állami, vállalati és projektfinanszírozás) alkalmazhatósága tehát szoros összefüggésben áll az iparági szerkezettel, a piac koncentrációjával, a vertikális integráció mértékével, illetve az erőművi beruházás kockázatával (FOAK vagy NOAK). A fenti ábra összefoglalja, hogy az erőműépítések számának növekedésével és a piaci liberalizáció előrehaladásával hogyan tolódhat el a nukleáris beruházások finanszírozása az állami finanszírozástól a vállalati, majd a projektfinanszírozás irányába.<sup>22</sup>

### II.2.3. Szerződéses struktúra

Az atomerőművi beruházások lebonyolítását a beruházás méreténél és a projekt időigényénél fogva jelentős szerződéses állomány kialakítása előzi meg. Az építés előkészítése és lebonyolítása érdekében történik a kivitelező kiválasztása és megbízása ún. EPC (Engineering, Procurement, Construction) szerződés megkötésével, továbbá a befektető(k) és a kivitelező közti együttműködést biztosító projektigazgató vagy építésvezető (owner's engineer) megbízása. Az erőmű működésének biztosítására hosszú távú fűtőelem-vásárlási és üzemeltetői (O&M - Operation and Management) szerződést, illetve hosszú távú villamosenergia-értékesítési szerződést kell kötni.

A projektfinanszírozás keretében, több befektetővel, jelentős idegen tőke bevonással megvalósuló beruházások esetében a szerződéses struktúra értelemszerűen bővebb és összetettebb, mint állami, vagy vállalati finanszírozás esetén. Az erőmű megépítését és üzemeltetését biztosító szerződéseken túl a befektetők (részvényesek) közti együttműködést, a

<sup>22</sup> Lásd: Nadira Barkatullah (2010): Existing and emerging financial models and multilateral nuclear projects;.

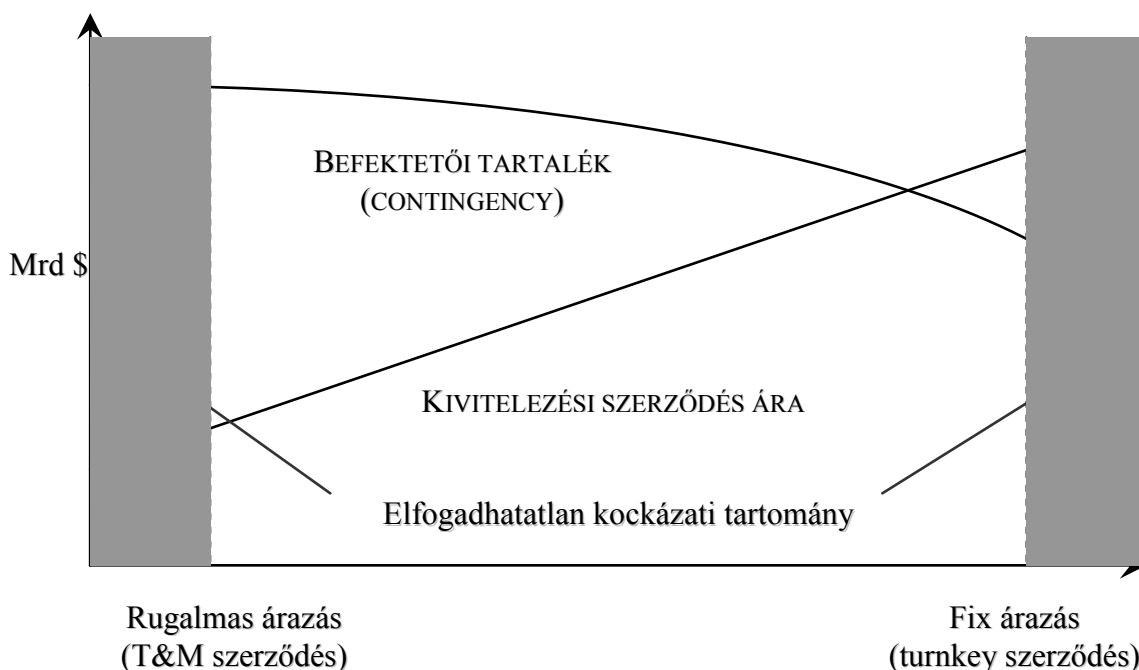
projektvállalat irányítását és működését, illetve a külső finanszírozást (hitelezést) is jelentős szerződésállomány szabályozza.

A szerződéses struktúra kialakítása során elsődleges szempont, hogy a projekt különböző fázisaiban felmerülő minden kockázat az annak viselésére legalkalmasabb szerződéses félre kerüljön allokálásra. A kivitelezési késedelmek és a költség túllépések kockázatát elsősorban (de nem kizárólag) a kivitelező, az üzemelési kockázatokat az üzemeltető mellett a reaktor gyártója és a kivitelező, a piaci-értékesítési kockázatokat a villamos energia hosszú távú vásárlója (szolgáltató vagy fogyasztó) képes kezelni és viselni.

A nukleáris projektekhez tapadó messze legkiemelkedőbb kockázati elem a kivitelezési idő kitolódása és az ezt kísérő költségeszkaláció. A beruházási költségnövekedés kockázatának kezelésére, illetve megosztására a kivitelezői (EPC) szerződésekben kerül sor, jellemzően kétféle konstrukcióban: a kockázatokat a kivitelezőre hárító fix áras ún. „turnkey” (kulcsrakész) szerződésben, vagy a kockázatok többségét a beruházóra hárító ún. T&M (time and money) típusú szerződésekben.

A tiszta turnkey szerződésekben a kivitelező előre megadott fix áron vállalja az erőmű felépítését; a felhasznált anyagok, berendezések és munkaerő árának emelkedéséből, vagy a nem várt többletmunkákból fakadó költségnövekedés ez esetben a kivitelezőt terheli. A T&M szerződésekben ezzel szemben nincs meghatározva előre az erőmű felépítésének ára, a szerződésben csak a fajlagos költségek (pl. napidíjak, órabérek stb) kerülnek rögzítésre. A beruházás teljes költsége ez utóbbi esetben a kivitelező által végzett munkálatok idő- és erőforrásigényének függvényében alakul ki.

6. ábra: Kockázatmegosztás a kivitelezési (EPC) szerződésekben



Forrás: Standard & Poors RatingsDirect (2008): Construction costs to soar for new U.S. nuclear power plants



A fenti szerződéstípusok a kockázatmegosztás két végétét képviselik: a fix áras turnkey szerződés a kivitelezőre, a rugalmas T&M a megrendelőre (beruházóra) hárítja a kockázatokat. A kockázatok áthárításának azonban minden esetben ára van: a befektetőt „kockázatmentesítő” turnkey szerződések ezért jellemzően felülárazottak, a látszólag olcsóbb T&M szerződések esetében pedig a beruházónak jelentős tartalékot kell képeznie az esetleges többletmunkák finanszírozására.

A szélsőséges kockázatáthárítást a szerződő felek a gyakorlatban nem tolerálják: a kivitelezők nem hajlandók az összes kockázat – turnkey szerződés keretében történő – átvállalására, ahogy a beruházók sem vállalják a teljesen rugalmas (T&M) árazásban rejlő beláthatatlan kockázatokat. A gyakorlatban ezért a kivitelezés a kockázatok méltányos megosztását eredményező kevert szerződések keretében (pl. indexált árazású turnkey szerződésben) valósulhat meg.

#### **II.2.4. Szabályozási környezet**

Az atomerőművi beruházások kezdeményezésére és megvalósulására döntő hatással van a szabályozás. A nukleáris erőműépítés alaptétele, hogy ekkora tőkebefektetéssel és kockázattal járó beruházást kizárólag erős politikai és társadalmi támogatottság mellett lehet megvalósítani. A nukleáris energiatermelés kormányokon átívelő, politikai erővonalakon átnyúló elfogadottsága elengedhetetlenül szükséges, de nem elégséges feltétele a nukleáris beruházásoknak. A következőkben röviden áttekintjük azt a szabályozói eszközrendszert, melynek alkalmazása számottevő ösztönzést nyújthat a nukleáris erőművi projektek számára.

A beruházások kockázata nagyrészt a piaci környezet függvénye: zárt, erősen szabályozott piacokon, ahol az erőművi és/vagy a szolgáltatói értékesítési árak a szabályozó hatóság jóváhagyásához kötöttek, az (atom)erőművi beruházók viszonylag mérsékelt kockázattal néznek szembe. A hatósági árszabályozás és a szolgáltatókhoz láncolt fogyasztói kör jelentős biztosítékot nyújthat a beruházók számára. Ezt bizonyítja, hogy az Egyesült Államokban leginkább előrehaladott projekteket olyan vállalatok/konzorciumok kezdeményezik, melyek a nukleáris energiatermelés költségét a hatósági jóváhagyást követően beépítik értékesítési áraikba.

A formálisan nyitott, de valójában kevésbé versenyző, egy-két domináns, vertikálisan integrált szereplő által uralt, erősen koncentrált piacokon a befektetői kockázat mértéke szintén mérsékeltnek mondható. A jelentős eszközállománnyal és nagy fogyasztói bázissal (jellemzően piaci erőfölénnyel) rendelkező, esetleg részben állami tulajdonban lévő vállalatok általában jó hitelbesorolással rendelkeznek, és kedvező feltételekkel (alacsony tőkeköltséggel) képesek idegen tőkét bevonni egy több milliárd eurós beruházásba. Az EDF által a franciaországi Flamanville-ben megkezdett atomerőmű építés ebbe a kategóriába sorolható.

A befektetői kockázat a liberalizációban előrehaladott, kevésbé koncentrált, sokszereplős piacokon a legnagyobb. A kockázat szintje azonban állami támogatással és kompetens szabályozással a versenyző piacokon is nagy mértékben csökkenthető. A következőkben az



Egyesült Államok és az Egyesült Királyság példáján mutatjuk be, hogy a nukleáris beruházások számára kedvező szabályozási környezet milyen összetevőket tartalmazhat.

A beruházások szabályozói ösztönzésének egyik kézenfekvő eszközei lehetnek a hitelgaranciák, adókedvezmények, vagy kötelező átvételi rendszer formájában megvalósuló állami támogatás. Az Európai Unió jogrendszere ugyan meglehetősen szigorú feltételekhez köti az állami támogatások jóváhagyását, kategorikus tiltásról nem beszélhetünk. A megújuló energiatermelés támogatási rendszere, vagy a 2008-as pénzügyi válságot követően a bankszektorban nyújtott masszív támogatások azt mutatják, hogy az állami támogatások létező és adott esetben elfogadott eszközei a gazdaságpolitikának.

Az Egyesült Államokban 2005 óta alkalmazott -átmeneti- támogatási rendszer célja, hogy az első néhány FOAK reaktor megépítését (az ún. „korai építéseket”) az első beruházásokat sújtó magas kockázati felár csökkentésével elősegítsék. Az első építkezések befejezését követően a kockázati prémium várhatóan lecsökken: miután a nukleáris erőműépítések elérik a NOAK státust, a támogatásokra nem lesz szükség.

7. táblázat: Angolszász ösztönző és állami támogatási rendszerek

EGYESÜLT ÁLLAMOK	
Hitelgarancia	A beruházási költség 80%-áig
Adókedvezmény	Az első 6 GW atomerőművi kapacításra 18 \$/MWh, vagy 125 millió \$/1000MW
Kockázatbiztosítás (standby support)	Az első 6 reaktorra Az első két reaktorra 550 millió \$, a következő négy reaktorra 250 millió \$
EGYESÜLT KIRÁLYSÁG	
CfD – Contract for Difference	Kiegészítő ártámogatás (az előre meghatározott célár és a piaci ár közti különbség megfizetésére vonatkozó – állami – kötelezettség)
Állami garancia	Kivitelezési kockázatot enyhítő hitelgarancia és/vagy állami hitel Infrastrukturális beruházások ösztönzését szolgáló 50 milliárd £-os alap

*Forrás: Mark Holt (2011): Nuclear energy policy. Congressional Research Service; Department of Energy and Climate Change (2012): Electricity market reform: policy overview; Energy and Climate Change Committee (2013): Building new nuclear: the challenges ahead*

A fenti ösztönzési rendszer látszólag szokványos állami támogatásokat tartalmaz: hitelgaranciát, adókedvezményt és biztosítást. Ez a minősítés azonban két okból sem pontos: (1) Az adott beruházás részletes vizsgálatát követően odaítélhető hitelgaranciák nyújtásának nagyon komoly díja van, így azt egyszerű állami támogatásnak nevezni erősen félrevezető.<sup>23</sup> (2) Az ún. „standby support” az államnak betudható kockázatok ellen biztosítja a

<sup>23</sup> A Calvert Cliffs-i beruházás esetében 880 millió dollárba, vagyis a tervezett beruházási összeg 11,6%-ába kerülne a beruházónak a hitelgarancia biztosítása. Lásd: Nuclear Energy Institute (2011): Loan-guarantee cost for clean-energy projects should be based on project-specific assessments

beruházókat: az engedélyezési okokból kifolyólag megakadó beruházások által időközben fizetendő kamatköltségek (IDC) átvállalásával.

Az Egyesült Királyságban tervezett nukleáris támogatási rendszer az ellátásbiztonsági és dekarbonizációs célkitűzéseknek alárendelt villamosenergia-piaci reform (EMR-Electricity Market Reform) részeként került kidolgozásra. Ennek központi eleme a megújuló energiaforrások kötelező átvételéhez hasonló rendszer, mely hosszú távon egy előre rögzített árszintet biztosítana az erőmű üzemeltetőjének. A nukleáris erőmű üzemeltetője olyan hosszú távú CfD (Contract for Difference) szerződést kötne egy állami szereplővel, melynek értelmében az utóbbi a mindenkor piaci árat a szerződésben meghatározott célárra (strike price) egészítené ki.<sup>24</sup>

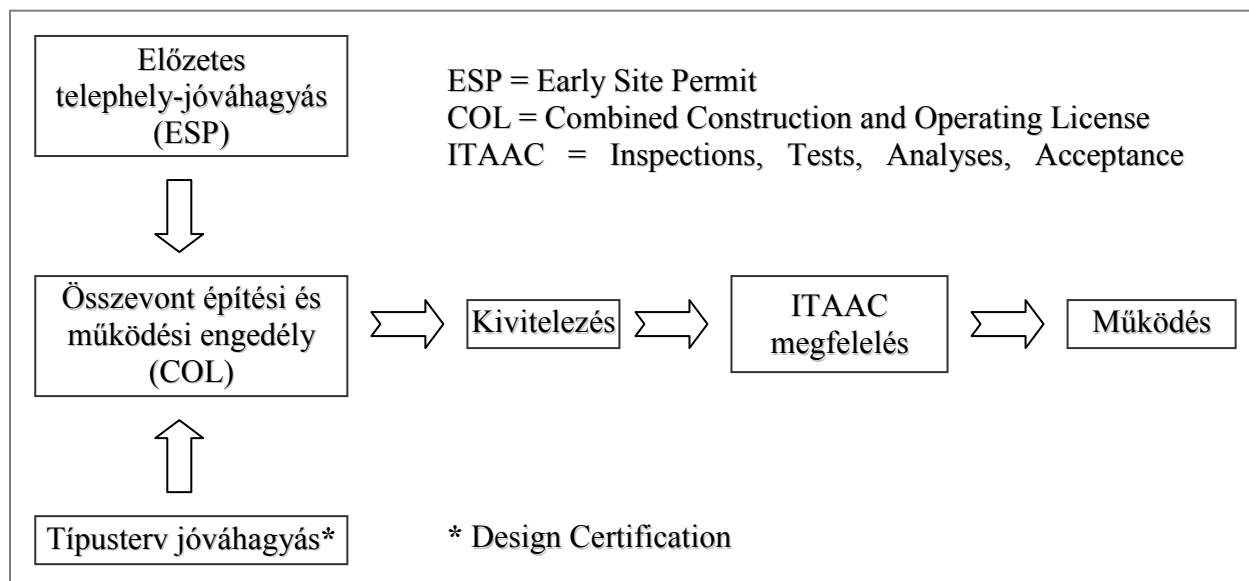
A nukleáris beruházások számára kedvező szabályozási környezet másik alapvető eleme a 2005-ben bevezetett ún. előzetes engedélyezési rendszer alkalmazása. Ennek lényege, hogy a korábbi kétlépcsős, és emiatt meglehetősen kockázatos engedélyezési folyamatot úgy alakítsák át, hogy az engedélyezés lehetőség szerint már a befektetési döntés meghozatala (és a beruházó anyagi elköteleződése) előtt megtörténjen. Az előzetes engedélyezési rendszerben az építési és működési engedélyek összevontan, az építkezés megkezdése előtt, de a típustervek és telephely jóváhagyása után kerülnek kiadásra; ekkor a műszaki tervek már 90%-ot meghaladó mértékben készek.

Az összevont engedély (COL) birtokában indulhat meg az építkezés, melynek során már csak azt ellenőrzi a hatóság, hogy a kivitelezés során az engedélyben rögzített műszaki paraméterek és egyéb feltételek teljesülnek-e. Ezek általában jól számszerűsíthető kritériumok, ami a lehetőségekhez mérten objektívvá teszi a hatóság döntését és jelentősen csökkenti annak kockázatát, hogy a kivitelezés során felmerülő hatósági kifogások következtében költséges késedelmeket szenvedjen a beruházás.

---

<sup>24</sup> Az erőművek számára biztosítandó árszint (strike price) egyelőre az angol kormányzat és a potenciális atomerőművi befektetők (elsősorban az EDF) közti tárgyalások tárgya.

7. ábra: Atomerőművi engedélyezési folyamat az Egyesült Államokban



Forrás: Michael J. Wallace (2005): *Understanding the nuclear licensing process*

Az Egyesült Királyságban az utóbbi években lezajló szabályozási változások hasonló irányba haladnak, mint ami az Egyesült Államokban megfigyelhető. A szabályozásban érintett hatóságok már évekkel ezelőtt megkezdtek több lehetséges nukleáris reaktortípus vizsgálatát, hogy a beruházók már az első befektetések előtt tudatában legyenek az adott technológia elfogadottságának vagy épp elutasíthatóságának.<sup>25</sup> Az atomerőműépítésre alkalmas telephelyek előzetes kormányzati kijelölése szintén megtörtént.

8. táblázat: Nukleáris engedélyezési rendszer az Egyesült Királyságban

National Policy Statements (NPS)	Atomerőművi projektek számára alkalmas telephelyek előzetes meghatározása
Regulatory Justification	Reaktortípusok
Generic Design Assessment (GDA)	Reaktortípusok biztonsági és környezeti kritériumoknak való megfeleltetése
Funded Decommissioning Programme (FDP)	Az erőmű bezárására és leszerelésére kidolgozott program, és az azt finanszírozó, az üzemeltető által létrehozott alap
Waste Transfer Pricing Methodology	A radioaktív hulladékok állami átvételének és elhelyezésének szerződéses kondíciói

Az angol engedélyezési rendszer azonban a többi területen is világos, jóval a befektetői döntések meghozatala előtt kiforrott szabályokkal rendelkezik. Az erőmű üzemidejének lejártával bekövetkező bezárására és leszerelésére, illetve a jövőbeni kiadásokat biztosító alap kialakítására és működtetésére a beruházónak az engedélyezési folyamat elején kidolgozott (és a hatóság által jóváhagyott) programmal kell rendelkezni. A radioaktív hulladékok erre kijelölt szervezet által történő átvételének és elhelyezésének az erőművet terhelő költségét,

<sup>25</sup> Az előzetes engedélyezési folyamatban eddig az Areva EPR-je, illetve a Westinghouse AP1000-ese ért el látványos előrehaladást.

illetve az annak meghatározására szolgáló módszertant szintén a beruházás megkezdése előtt határozzák meg.

## II.2.5. Üzleti modellek

Az atomerőművi beruházások során kialakított tulajdonosi szerkezet, a finanszírozási modell, szerződéses struktúra és a projekt szabályozói környezete különböző kombinációkban eltérő üzleti modelleket eredményeznek. A következő táblázat segítségével összefoglaljuk az amerikai, francia és finn tapasztalatok tükrében kikristályosodó beruházási modelleket.<sup>26</sup>

9. táblázat: Atomerőművi üzleti modellek

Üzleti modellek	Amerikai		Francia	Finn
	kereskedelmi	szabályozott	monopol	kooperatív
Tulajdonosi struktúra	decentralizált (termelők és szolgáltatók)	centralizált (vertikálisan integrált vállalat)	centralizált (EDF) (vertikálisan integrált vállalat)	decentralizált (termelő és nagyfogyasztók)
Finanszírozás módja	projektfinanszírozás	vállalati finanszírozás	vállalati finanszírozás	hibrid finanszírozás
Szerződéses struktúra	PPA szolgáltatókkal	saját fogyasztói bázis	saját fogyasztói bázis	PPA nagyfogyasztókkal
	EPC nem ismert	EPC nem ismert	EPC: saját kivitelezés	EPC: turnkey contract
Szabályozói környezet	szabad piac	szabályozott piac	hibrid piac	szabad piac
	állami támogatás	állami támogatás	-	-

Az Egyesült Államokban tervezett projektek mindegyikére rányomja a bélyegét az állami támogatás (hitelgarancia, adókedvezmény) megléte, mely az áramvonalasított engedélyezési eljárással együtt jelentősen csökkenti a beruházók által érzékelt kockázatokat. A szabályozott villamosenergia-piacokkal rendelkező államokban tervezett projektek esetében a kockázat tovább csökken, így az építkezés vállalati finanszírozás mellett is megindítható, de megfelelő tulajdonosi struktúra mellett projektfinanszírozásra is lehetőség nyílik. A többé-kevésbé nyitott európai villamosenergia-piacokon vélhetően ez a projektfinanszírozás és állami támogatás kettősségére épülő kereskedelmi modell tekinthető reális lehetőségnek.

A francia monopol modell meglehetősen klasszikusnak tekinthető: a lassan liberalizálódó, hatósági árakkal tarkított, koncentrált piac alkalmas lehet arra, hogy a domináns szereplő vállalati finanszírozással nukleáris projektet kezdeményezzen. Ez a lehetőség azonban igen kevés európai országban adott, mivel a vállalatok jelentős részének piaci értéke és

<sup>26</sup> A tanulmányban nem vizsgáljuk a fenti modellektől jelentősen eltérő ázsiai (japán és dél-koreai), illetve kínai, vagy orosz beruházási modelleket. Nem térünk ki továbbá a modellértékűnek tekinthető török Akkuyu-i erőmű építését és üzemeltetését meghatározó szerződéses keretekre, vagy a kelet-európai régióban tervezett, de jellemzően igen csekély előrehaladást elért projektekre.

eszközállománya elégtelen ahhoz, hogy ilyen volumenű befektetést eszközöljön. Azt is érdemes figyelembe venni, hogy az integrálódó európai piacokon kevésbé valószínű a merev, versenytől védett apró nemzeti piacok tartós megmaradása.

A finn erőmű-fejlesztési modell rendkívül innovatív, ugyanakkor a finn villamosenergia-szektor sajátosságai miatt más európai országok által nagyon nehezen ismételhető meg. A jelentős fogyasztói tulajdoni hányaddal működő vállalatok, és a nagyfogyasztói partnerségre építő projektvállalatok ilyen típusú partnerek hiányában nem alakíthatóak ki. A projekt demonstrációs jellege (az EPR reaktortípus NOAK státusba történő mozdításának célja) szintén olyan egyedi szerződéses kondíciókhoz vezető vonás, melyet várhatóan nem vállal fel még egyszer a reaktor gyártója.

### III. A MEGTÉRÜLÉSI MODELL BEMUTATÁSA ÉS A MODELLEZÉS ADAPTÁLÁSA AZ ATOMERŐMŰVI BERUHÁZÁSRA

A következő fejezetben egy elképzelt, a 2012. évi Nemzeti Energiastratégiában „Atom-Szén-Zöld”-nek nevezett forgatókönyvben megvalósuló atomerőművi beruházás várható megtérülését vizsgáljuk.<sup>27</sup> A számítások során azonban nem az Energiastratégiában szereplő 1000 MW-os blokkmérettel számoltunk, hanem egy, a jelenleg kereskedelmi forgalomban lévő reaktorok 1200-1600 MW-os teljesítményéhez jobban igazodó, 1200 MW-os blokk megépítését feltételeztük.<sup>28</sup>

A fejezet első részében ismertetjük az alkalmazott projektértékelési módszertant és a számítások során felhasznált inputadatokat, a második részben pedig bemutatjuk a megtérülési számítások és az érzékenységvizsgálatok eredményeit. Tekintettel a kiinduló feltételezések bizonytalanságára, a számításokat több lehetséges inputadat-kombináció mellett is elvégeztük. Célunk nem az volt, hogy ítéletet mondjunk egy esetleges atomerőművi beruházás felett, hanem hogy azonosítsuk azokat a tényezőket, melyek alapvetően meghatározzák a beruházás profitabilitását és megtérülését.

#### III.1. Projektértékelési módszerek

Ahhoz, hogy egy beruházást gazdaságossági szempontból értékelni tudjunk, fontos az adekvát módszertan meghatározása. A pénzügyi irodalom többféle mutatószámot használ egy-egy projekt értékelése során. Mindegyik mutatónak megvannak az előnyei és hátrányai is, amelyet a következőkben részletesen bemutatunk. Egy beruházás során a következő mutatókat érdemes megvizsgálni, és ezek közül kiválasztani az(oka)t, amely(ek) a leginkább illeszkednek egy atomerőművi beruházáshoz:

- Megtérülési idő
- Diszkontált megtérülési idő
- Nettó jelenérték
- Belső megtérülési ráta
- Jövedelmezőségi Index
- Levelized Cost of Energy (LCOE)

---


<sup>27</sup> Nemzeti Fejlesztési Minisztérium (2012): Nemzeti Energiastratégia 2030

<sup>28</sup> A számítások során alkalmazott némileg eltérő blokkméret a megtérülési számítások eredményét nem befolyásolja számottevően.

Mindegyik módszertan alapja a jövőbeli pénzáramok (cash-flow-k) számbevétele. A cash-flow-k felírása során minden egyes évre külön-külön megnézzük, hogy milyen hasznok és költségek<sup>29</sup> keletkeznek a beruházással kapcsolatban. A hasznok és a költségek különbségéből kapjuk meg az adott évi pénzáramot, vagy cash-flow-t. A következő ábra mutatja, hogyan számoljuk ki az adott projekt pénzáramait.

8. ábra: A diszkontált cash-flow alapú értékelési eljárás működése

	0. év	1. év	...	t. év
Beruházás költsége	$I(0)$	0	...	...
Bevétel/haszon	$B(0)$	$B(1)$	...	...
Kiadás/költség	$K(0)$	$K(1)$	...	...
Értékcsökkenés	$\dot{E}CS(0)=I(0)*e$	$\dot{E}CS(1)=I(0)*e$	...	...
Adófizetés	$T(0)*[-I(0)+B(0)-K(0)-\dot{E}CS(0)]$	$T(1)*[B(1)-K(1)-\dot{E}CS(1)]$	...	...
Cash-flow	$CF(0)=-I(0)+B(0)-K(0)-adó$	$CF(1)=B(1)-K(1)-adó$	...	...
Diszkonttényező	$D(0)=1$	$D(1)=1/(1+r)$	...	...
Diszkontált cash-flow	$DCF(0)=CF(0)*D(0)$	$DCF(1)=CF(1)*D(1)$	...	...



$DCF(0)+DCF(1)+...+DCF(t)=\sum DCF = \text{Nettó jelenérték}$

A cash-flow a következő főbb tételből tevődik össze, amelyet egy részletes elemzésnél további altételekre lehet bontani. A befektető végrehajt egy beruházást, amelynek költsége  $I(0)$ , míg a működés alatt jelentkező tételek közé tartoznak a költségek (K) és hasznok (B). Az értékcsökkenési (ÉCS) leírás módját a számviteli törvény és a vállalat számviteli politikája határozza meg. Lehetséges lineáris leírás, amely esetben minden évben ugyanakkora mértékű ÉCS-t számol el a projekt teljes időtartamára nézve a vállalat, tehát minden évben  $I(0)/t$  nagyságú lesz ezen tétel. Lehet degresszív, vagy progresszív, és számolható a befektetett eszköz nettó értéke, bruttó értéke vagy abszolút összege alapján. A befektetések elemzésénél általánosan elfogadott, hogy bruttó érték alapján, lineáris amortizációt számolunk el. Az amortizáció nem része közvetlenül a cash-flow-nak mindössze az adóalapot csökkentő tételként számolható el, így az adófizetésen keresztül hat a cash-flow értékére.

<sup>29</sup> Ez alól kivétel az LCOE, amely csak a költségeket számszerűsíti.

Az adóalapba beleszámít az adott évi bevétel (B), és csökkentőleg hat a kiadás/költség (K), az adott évi beruházás (I) és az amortizáció. A teljes adófizetés mértéke egyenlő az adóalap  $T(0)$ -szorosával, ha az adóalap pozitív, ellenkező esetben nulla az adófizetési kötelezettség.

A cash-flow-ba tehát a beruházás, a költség és az adófizetés negatív előjellel, míg a bevétel pozitív előjellel kerül értékelésre. A cash-flow-t minden évre külön-külön kiszámoljuk, egészen addig az évig, amíg a kezdeti befektetés hasznot vagy költséget termel, azaz  $t$ -edik évig. Ugyanakkor ezen pénzáramokat szükséges azonos évi pénzre átváltani, amely jellemzően a 1. évet jelenti, amikor a kezdeti beruházás történik. A diszkontálásnál fontos kérdés, hogy milyen diszkonttényezőt ( $r$ ) használjunk, amelyhez szorosan kapcsolódik az a kérdés, hogy az egyes cash-flow tételeket nominális vagy reálárakon számítottuk, azaz figyelembe vettük-e az inflációt. A befektetések elemzésénél szokás figyelmen kívül hagyni az inflációt, feltételezve így, hogy minden költségre és bevételre ugyanolyan mértékű árdrágulást számolunk el. Ebben az esetben a diszkontálásnál is reálkamatlábakkal kell számolni. A diszkontláb így megegyezik a projekttől elvárt megtérüléssel, amely a projekt kockázatosságától függ.

A diszkonttényezők segítségével az adott évi cash-flow-t azonos évi pénzre számoljuk át, és ezeket összeadva kapjuk meg a projekt nettó jelenértékét. Ha ezen érték negatív, abban az esetben a projekt megvalósítása gazdaságilag nem racionális, míg ellenkező esetben javasolt lehet a beruházás elvégzése.

### **III.1.1. Megtérülési idő**

A megtérülési idő lényege, hogy minden pénzáramot egészen addig az évig adja össze, ameddig a kumulált cash-flow pozitívvá nem válik. Ez az év lesz a megtérülési idő. Ha van egy projektünk, amelynek a beruházási költsége 1000, míg tíz éven keresztül évi 200 haszna keletkezik, miközben költségek nem lépnek fel, akkor a megtérülési idő öt év. Ha a beruházó által elvárt megtérülési idő ennél alacsonyabb, akkor a projektet nem kell megvalósítani, ellenkező esetben igen.

A megtérülési időnek, mint projektértékelési mutatónak igen sok hátránya van. Az egyik legfontosabb, hogy az egyes években keletkező pénzáramokat ugyanolyan súllyal veszi számításba, azaz figyelmen kívül hagyja a pénz időértékét. További hátránya, hogy a megtérülési idő utáni pénzáramokkal sem kalkulál. Ezen mutató egyértelműen a rövid élettartalmú beruházásokat preferálja, azaz nem lehet vele összehasonlítani egy atomerőművi beruházást, amelynek az időtartama minimálisan is 50 év, illetve egy szélerőművi projektet, amelynek az élettartalma 15 év körül mozog. Ez a mutató minden esetben az utóbbit részesíti előnyben.

### **III.1.2. Diszkontált megtérülési idő**

A diszkontált megtérülési idő teljesen hasonló a megtérülési időhöz azzal a különbséggel, hogy a pénzáramlásokat diszkontáljuk, azaz ez a mutató már figyelembe veszi a pénz időértékét, azaz, hogy egy mai forint az többet ér, mint egy holnapi. Ugyanakkor továbbra is



megmarad az a hátránya, hogy a rövid élettartalmú beruházásokat preferálja és a megtérülés utáni pénzáramokat nem veszi figyelembe.

### III.1.3. Nettó jelenérték

A leggyakrabban használt pénzügyi mutató a nettó jelenérték. Ennek lényege, hogy megfelelő diszkontrátával jelenértékre hozzuk a projekt teljes élettartama alatt bekövetkezett pénzáramlásokat, amelyet ezt követően összegzünk. Ha a kumulált nettó jelenértéke ezen pénzáramoknak pozitív, akkor érdemes lehet megvalósítani a projektet, ellenkező esetben nem. Képletszerűen a következőképpen számolható ki a nettó jelenérték:

$$NPV = C_0 + \sum \frac{C_t}{(1 + r_t)^t}, \text{ ahol}$$

$C_0$  a nulladik év pénzárama,

$C_t$  a  $t$ -edik év pénzárama,

$r_t$  a  $t$ -edik évhez tartozó diszkontráta.

A nettó jelenérték esetében az egyik kulcstényező a megfelelő diszkontráta megválasztása. Ennek a tényezőnek a meghatározását a későbbi fejezetekben részletesen bemutatjuk.

### III.1.4. Belső megtérülési ráta

A másik rendszeresen használt mutató egy projekt értékelésénél a belső megtérülési ráta (IRR, Internal Rate of Return), amely azt mutatja meg, hogy milyen diszkontráta ( $r$ ) mellett válik a nettó jelenérték nullává. Ha a befektető által elvárt hozam nagyobb, mint a kapott IRR, akkor nem érdemes megvalósítani a projektet, ellenkező esetben igen.

### III.1.5. Jövedelmezőségi Index

A jövedelmezőségi index (Profitability Index, PI) azt méri, hogy a jövőbeli pénzáramlások, hogyan viszonyulnak a kezdeti beruházás összegéhez. Ez a mutató nagyon hasonló az NPV-hez, és a következő képlet szerint számítható:

$$PI = PV/C_0, \text{ ahol}$$

PV az élettartam alatti CF-k jelenértéke

$C_0$  a beruházási összeg

Ezek alapján egy projektet, akkor kell elfogadni, ha a  $PI > 1$ , ellenkező esetben nem éri meg beruházni. Ezt az értékelési módot jellemzően tőkehiányos helyzetben érdemes alkalmazni, amikor egy vállalatnak döntenie kell arról, hogy két hasonló projekt közül melyiket válassza. További nehézséget okoz egy olyan beruházás értékelése, amely esetében a beruházás időtartama meghaladja az egy évet, hiszen ilyenkor szükséges a beruházási költségeket azonos időpontra átváltani. Ezt a mutatót az atomerőművi értékelés során ezek miatt nem is alkalmazzuk.

### III.1.6. LCOE

A Levelized Cost of Energy (LCOE) kiszámításának alapja a nettó jelenérték. Ezen számítás során csak a teljes élettartam alatti költségek pénzáramát diszkontáljuk, a bevételekkel nem kalkulálunk. Hasonló módon diszkontáljuk a várható éves áramtermelést is. Így megkapjuk, hogy átlagosan mekkora áramár bevétel esetén érdemes beruházni az adott erőműbe. Képletszerűen ez a következőképpen néz ki:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{BER_t + T\ddot{U}Z_t + M\ddot{U}K_t}{(1+r_t)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r_t)^t}}, \text{ ahol}$$

$n$ : a projekt teljes élettartama

$BER_t$ : A  $t$ -edik évben a beruházás költsége

$T\ddot{U}Z_t$ : A  $t$ -edik évi tüzelőanyag-költség

$M\ddot{U}K_t$ : A  $t$ -edik évi teljes működési költség leszámítva a tüzelőanyag-költséget

$r_t$ : A  $t$ -edik évre vonatkozó diszkontráta

$E_t$ : a  $t$ -edik évben termelt villamos energia mennyisége

A fenti képletből látható, hogy az LCOE figyelembe veszi, ha egyes években különböző mennyiségű villamos energiát termel az adott létesítmény. Az LCOE-t jellemzően €/MWh-ban szokták közölni, amely azt mutatja meg, hogy legalább ekkora átlagos villamos energia értékesítési ár mellett gazdaságos az erőmű üzemeltetése. Vegyük észre, hogy ez a mutató nagyon hasonló a belső megtérülési rátához, azzal a különbséggel, hogy míg az IRR esetében azt a diszkontrátát keressük, amely mellett már megéri beruházni, addig az LCOE-nál azt a minimális áramarat keressük, ahol már gazdaságos a befektetés.

Az LCOE-t jellemzően akkor használják, ha több technológia költségeit akarjuk összehasonlítani. Ezzel azonban az a gond, hogy könnyen félreértelmezhetőek az eredmények, mivel egyes technológiák csak csúcsban (pl. PV), mások pedig zsinórban termelnek (pl. atomerőmű), így nem azonos értékesítési árral szembesülnek. Ha az LCOE azt adja eredményül, hogy például a fotovoltaikus (PV) erőműbe 100 €/MWh mellett éri meg beruházni, míg az atomerőmű esetében 80 €/MWh, az nem azt jelenti, hogy az atomerőmű jobb befektetés, mint a PV, mivel az utóbbi átlagos értékesítési ára magasabb abból kifolyólag, hogy csúcsórákban termel.

### III.2. A parciális érzékenységvizsgálat módszertana

Minden befektetés esetén szükséges megvizsgálni, hogy a pénzügyi mutatók mennyire adnak robosztus eredményt, azaz egy-egy inputtényező megváltozása hogyan változtatja meg a

beruházáshoz való viszonyt. A pénzügyi elemzéseknel a leggyakrabban alkalmazott eszköz a parciális érzékenységvizsgálat.

A parciális érzékenységvizsgálatnál először megvizsgáljuk, hogy a legvalószínűbb esetben, tehát amikor az összes inputtényező a legvalószínűbb értéket veszi fel, milyen nettó jelenértéket, belső megtérülési rátát, illetve LCOE-t kapunk. Ezt követően egy inputtényező értékét megváltoztatjuk, és számszerűsítjük, azt, hogy hogyan változik a kapott eredmény, ha egy százalékkal (vagy többel) növeljük vagy csökkentjük az adott tényező értékét. Ezt az összes felhasznált inputtényezőre elvégezve megkapjuk azon változókat, amelyek kritikusan hatnak a projekt megtérülésére.

### **III.3. Felhasznált inputadatok**

A következőkben bemutatjuk, hogy egy feltételezett 1200 MW-os nukleáris erőművi beruházás értékelése kapcsán milyen input-adat feltételezésekkel élünk az egyes változókra vonatkozóan.

#### **III.3.1. Beruházási költségek**

A nukleáris erőművi beruházások megtérülésének talán legmeghatározóbb eleme a beruházási költség. Fontossága egyrészt kiemelkedően magas voltának köszönhető, másrészt annak, hogy a projekt első néhány évét terheli, így a jelenérték számításnál minden más pénzáramnál nagyobb súllyal esik latba.

Az atomerőművek beruházási költségeinek meghatározása több oknál fogva is nehéz feladat. Az egyik probléma a hozzáférhető adatok megbízhatatlansága: a reaktoraikat értékesíteni kívánó gyártók/szállítók (vendors) műszaki alapokon nyugvó becslései (a nukleáris energiára szakosodott nemzetközi szervezetek becsléseihez hasonlóan) hivatalból optimisták, a nemzeti kormányok pedig általában nem szívesen teszik közzé az általuk támogatott nukleáris erőműépítések tényleges költségeit. A másik probléma a különböző helyeken publikált adatok eltérő tartalma: egyes beruházási adatok csak a kivitelező részére kifizetett összeget tartalmazzák, mások a tulajdonosok által viselt egyéb költségeket is magukba foglalják, megint mások a finanszírozás költségét (az építési idő alatti kamatfizetési terheket) is tartalmazzák.

A különböző években közzétett becslések az eltérő pénzérték mellett az igen gyors változásra képes fajlagos beruházási költségek miatt is különböznek egymástól. A nukleáris építkezések során használt nagy mennyiségű építőanyag sok esetben tőzsdén jegyzett világpiaci termék, melynek ára néhány év alatt drasztikus változásokat képes produkálni.

A következőkben ezért elsősorban a 2009-2012 közötti években közzétett szakirodalmi becslésekre hagyatkoztunk. Az általunk felhasznált források a beruházási költségek ún. „overnight cost” kategóriáját használják: ennyibe kerülne adott nukleáris erőművi kapacitás megépítése, ha az építkezés egyik napról a másikra végbemenne. Az overnight cost a

kivitelezőnek kifizetett összeget és az ún. tulajdonosi költségeket (engedélyezés, előkészítő munkálatok stb) foglalja magába, de nem tartalmazza a finanszírozás költségeit.

A beruházási költségek becslésekor az alábbi tanulmányokra támaszkodtunk:

1.	MIT (2009): Update of the MIT 2003 Future of the nuclear power study. Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts.
2.	Department for Energy and Climate Change (DECC) – Parsons Brinckerhoff (PB) (2011): Electricity generation cost modell - 2011 update
3.	IEA-NEA (2010): Projected cost of generating electricity. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, and Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris.
4.	ICEPT (2012): Cost estimates for nuclear power in the UK. Imperial College Centre for Energy Policy and Technology,
5.	US Energy Information Administration (EIA) – US Department of Energy (DOE) (2010): Updated capital cost estimates for electricity generation plants
6.	Nuclear Energy Institute (NEI) (2013): The cost of new generating capacity in perspective
7.	Simon Larsson (2012): Reviewing electricity generation cost assessments
8.	VGB Powertech (2011): Investment and operation cost figures – Generation portfolio*
9.	SKGS (2010): Vad kostarkraften?*
10.	Elforsk (2011): El fran nya och framtida anlaggningar*

\* A VGB, az SKGS és az Elforsk idézett tanulmányainak költségbecsléseit Simon Larsson (2012) tanulmányából emeltük át

Az idézett tanulmányokban szereplő beruházási költségbecsléseket több esetben módosítottuk: egy esetben a 2009-es dollárértéket 2012-es dollárértékre váltottuk át, egy másik esetben meghatározott erőművi beruházások időközben – felfelé – módosított adataival frissítettük adott becslés inputadatait, vagy NOAK-FOAK átváltást eszközöltünk. Jelen tanulmányban ezen módosított beruházási költségbecslések átlagát alkalmaztuk középértékként. A fenti tanulmányokban szereplő eredeti, illetve általunk módosított költségbecslések a következő táblázatban találhatóak

10. táblázat: Szakirodalmi beruházási költségbebecslések

Tanulmány	Év	Eredeti	Módosított	
DECC-PB	2011	5 625	5 625	\$/kW
EIA-DOE	2010	5 339	5 339	\$/kW
Elforsk	2011	4 279	4 279	\$/kW
IEA&NEA <sup>1</sup>	2010	4 114	5 171	\$/kW
NEI <sup>2</sup>	2013	4 750	5 000	\$/kW
SKGS	2010	4 890	4 890	\$/kW
MIT <sup>3</sup>	2009	4 000	4 480	\$/kW
VGB <sup>4</sup>	2011	4 019	5 225	\$/kW
ICEPT <sup>5</sup>	2012	5 034	5 034	\$/kW
Átlag	-	4 627	5 005	\$/kW

1. Az ázsiai erőművek adatait kivettük az OECD országok adataiból, ezenkívül a Flamanville-i és az Olkiluoto-i beruházás költségbecslését aktualizáltuk
2. A NEI által eredetileg megadott 4500-5000 \$/kW értéksáv átlaga helyett a felső tartományt vettük, ugyanis a NEI eredeti költségbecslése nem tartalmazza a tulajdonost terhelő (projektelőkészítési, engedélyezési) költségeket
3. Az MIT 2007-es \$ értéken vett becslését 2012-es \$ értékre számítottuk
4. A VGB eredeti becslése NOAK erőműre vonatkozott; ezt 30%-os prémiummal számítottuk át FOAK kategóriára
5. Az ICEPT által bemutatott amerikai és európai erőművi beruházások adataiból átlagolt érték. Az ICEPT saját költségbecsléseiben ezt csupán bemenő paraméterként kezeli.

### III.3.2. Diszkontráta

Az egyik legfontosabb tényező bármilyen beruházás elemzésénél – különösen a hosszú életciklusú befektetések esetében –, a diszkontráta meghatározása. Általánosan elfogadott, hogy a diszkontráta megegyezik a súlyozott átlagos tőkeköltséggel, azaz a saját tőke és a hitelezők által elvár hozamelvárások súlyozott értékével, ahol a súlyokat a befektetett tőke határozza meg.

A súlyozott átlagos tőkekötség, és így a diszkontráta meghatározását két oldalról végeztük el: egyrészt megvizsgáltuk, hogy a különböző szakirodalmak milyen konkrét értéket használnak a diszkontráta esetében, másrészt bemutatjuk, hogy a magyar szabályozás milyen súlyozott átlagos tőkekötség értéket ismer el a szabályozott villamosenergia-elosztás és átvitel esetében.

Az alábbi táblázat összefoglalóan mutatja, hogy a nemzetközi szakirodalom milyen nominál diszkontráta értékekkel számol, illetve ezt átszámítottuk, 2 %-os infláció feltételezése mellett reálértékekre.

11. táblázat: Szakirodalmi áttekintés az atomerőművi projektek esetében alkalmazott diszkontrátákról

		Nominál súlyozott átlagos tőkekölség	Reál súlyozott átlagos tőkekölség
University of Chicago	2004	(8,0%-)13,5%	5,9-11,3%
DTI	2007	7,0%-12,0%	4,9% - 9,8%
MIT	2009	11,5%	9,3%
IEA	2010	10,0%	7,8 %
Oxera	2011	9,0%-13,0%	6,9 % - 10,8%
ICEPT	2012	11,0%	8,8 %
BEER	2012	10,2%	8,0 %

Látható, hogy a fent ismertetett szakirodalmak jellemzően 8-9 %-os értéket határoznak meg. Ugyanakkor a magyarországi befektetések a nyugat-európainál kockázatosabbak, ezért indokolt lehet 1-2 százalékpontos prémiumot rászámolni.

A magyar szabályozás 2013. I.1.-től 6,23 %-os reál, adózás előtti súlyozott átlagos tőkekölséget határoz meg az átviteli és az elosztóhálózati üzemeltetők tőkekölség-számításánál. Ugyanakkor az atomerőművi beruházás ennél sokkal kockázatosabb befektetés, ezért indokolt lehet erre 2-3 százalékpontos prémiumot rászámítani.

Összességében az előzőekben ismertettek alapján a realista forgatókönyv esetében 10 %-os reál diszkontrátával számolunk, míg a pesszimista esetében 11,5 %-ossal, az optimista esetében pedig 8,5%-ossal.

### III.3.3. Villamosenergia-árak

A villamos energia értékesítési árának meghatározásakor a Nemzeti Energiastratégia 2030 Gazdasági Hatáselemzése című dokumentumból indultunk ki. Ez a 2015, 2020, 2025, és 2030 évekre különböző scenáriók esetében megbecsülte az éves átlagos villamos energia nagykereskedelmi árakat, €<sub>2011</sub>/MWh-ban. Az abban meghatározott erőművi scenáriókból mi a Magyar Kormány által preferált „atom-szén-zöld” forgatókönyvet vettük alapul. Ez 2030-ra vonatkozóan 90 €<sub>2011</sub>/MWh-ás nagykereskedelmi árat becsült. A Hatáselemzésben a nagykereskedelmi ár meghatározása egy regionális árampiaci modell segítségével történt, amely a régió villamosenergia-piacait szimulálja. Részletes érzékenységvizsgálat elvégzésére nem került sor a Hatáselemzés keretében, de ennek ellenére megállapíthatjuk, hogy a legfontosabb tényezők, amelyek befolyást gyakorolnak a nagykereskedelmi villamosenergia-árra a következők: a szén-dioxid kvóta árfolyama, az éves villamosenergia-kereslet növekedése, illetve a kínálati oldal, különös tekintettel a megújuló erőművekre, valamint az atom és szén-erőművekre, amelyek a merit order elején helyezkednek el.

Az atomerőművi megtérülés vizsgálatokor ezen értéket használjuk a realista forgatókönyv esetében, míg 80 €<sub>2011</sub>/MWh-ás értéket a pesszimista, és 100 €<sub>2011</sub>/MWh-ás értéket az optimista scenárióban.

### III.3.4. Egyéb inputtényezők

A beruházás előkészítési fázisát 5 évre becsüljük. A teljes előkészítési idő (beleértve a politikai és társadalmi támogatottság biztosítására szánt erőfeszítéseket) ennél természetesen hosszabb is lehet, de az a szakasz, melyben a projekthez kapcsolható, tényleges költségek felmerülnek, várhatóan nem haladja meg az 5 évet. Ezen költségeket a teljes beruházási költség 5%-ára becsüljük, mely egyenletesen oszlik el az előkészítési idő folyamán.

A kivitelezési/építési idő hosszára vonatkozó becslések viszonylag széles intervallumban mozognak. A reaktorok gyártói/szállítói, illetve a kivitelező cégek általában 4-5 évben határozzák meg az építési időt, az eddigi amerikai és európai tapasztalatok azonban ennél jóval hosszabb, 10 év körüli időtartamot valószínűsítene. Az építési tapasztalatok felhalmozódásával azonban a közeljövőben a kivitelezés tényleges időigénye lassan közelíthet a műszaki paraméterek alapján megadott alacsonyabb értékhez. Jelen tanulmányban a szakirodalmi becslések alapján 7 éves építési/kivitelezési időt feltételeztünk, mely optimális esetben 5 évre rövidülhet, kedvezőtlen körülmények között azonban 8 évre nyúlhat. A teljes beruházási költség 5%-a az előkészítési szakaszra, 95%-a az építési/kivitelezési fázisra esik, eloszlása lineáris.

A kapacitáskihasználtság és üzemidő tekintetében hasonló kettősség figyelhető meg: a műszaki adatlapok magas, 90%-os kapacitáskihasználtságot, és 60 éves üzemidőt adnak meg az új blokkokra. A korábban ismertetett tapasztalatok alapján azonban itt óvatosabb becslést alkalmazunk: a teljes élettartamra vetített kapacitáskihasználtságot 80-90% közötti sávban várjuk, átlagosan 85%-os kihasználtságot feltételezve. Az üzemidő rossz esetben 40, jó esetben 60 év lehet, 50 éves középértékkel.

A számítások során alkalmazott üzemelési és a tüzelőanyag-költségeket a beruházási költségekhez hasonlóan az utóbbi 3-4 év szakirodalmi becslései átlagolásával becsültük meg. Üzemeltetési költségekre 14,49 \$/MWh, tüzelőanyag-költségekre 9,16 \$/MWh értéket használtunk. A pesszimista értékek ezeknél 20%-al magasabbak, az optimista becslések 20%-al alacsonyabbak. A tüzelőanyag-költségek a teljes üzemanyagciklusra vonatkoznak, vagyis egyaránt tartalmazzák a nyersanyag árát és a feldolgozási költségeket (az ún. „front end” költségeket), illetve a kiégett fűtőelemek ideiglenes tárolásának és végleges elhelyezésének a költségét is (az ún. „back end” költségeket).

Az erőmű bezárásának és leszerelésének (decommissioning) költségét az eredeti beruházási érték 15%-ában határoztuk meg. A pesszimista és optimista beruházási költségek mellett ezek az értékek (optimista esetben 525, pesszimista esetben 975 millió dollár, 750 millió dolláros középértékkel) nagyjából megegyeznek az eddig – többségében az Egyesült Államokban – lezajlott atomerőmű-bezárások és leszerelések 500 millió és 1 milliárd dollár közötti költségtartományával.

Az elemzés során a társasági nyereségadót 16 %-osnak vettük minden forgatókönyv esetében, míg az értékcsökkenési leírást lineárisan a beruházási költség bruttó értékére vetítjük.



### III.3.5. Inputtényezők összefoglalása

A korábban hivatkozott szakirodalmi források alapján a következő becsléseket alkalmazzuk az egyes inputtényezőkre.

12. táblázat: A megtérülés vizsgálat során alkalmazott inputtényezők

		Minimum	Középérték	Maximum
Előkészítési idő	év	5	5	5
Építési idő	év	5	7	8
Üzemidő	év	40	50	60
Kapacitáskihasználtság	%	80	85	90
Beruházási költség	\$/kW	4 000	5 000	6 500
Decommissioning	\$/kW	525	750	975
O&M	\$/MWh	12,08	14,49	17,38
Tüzelőanyag-költség	\$/MWh	7,328	9,16	10,992
Villamosenergia-ár	€/MWh	80	90	100
Diszkontráta	%	8,5%	10,0%	11,5%

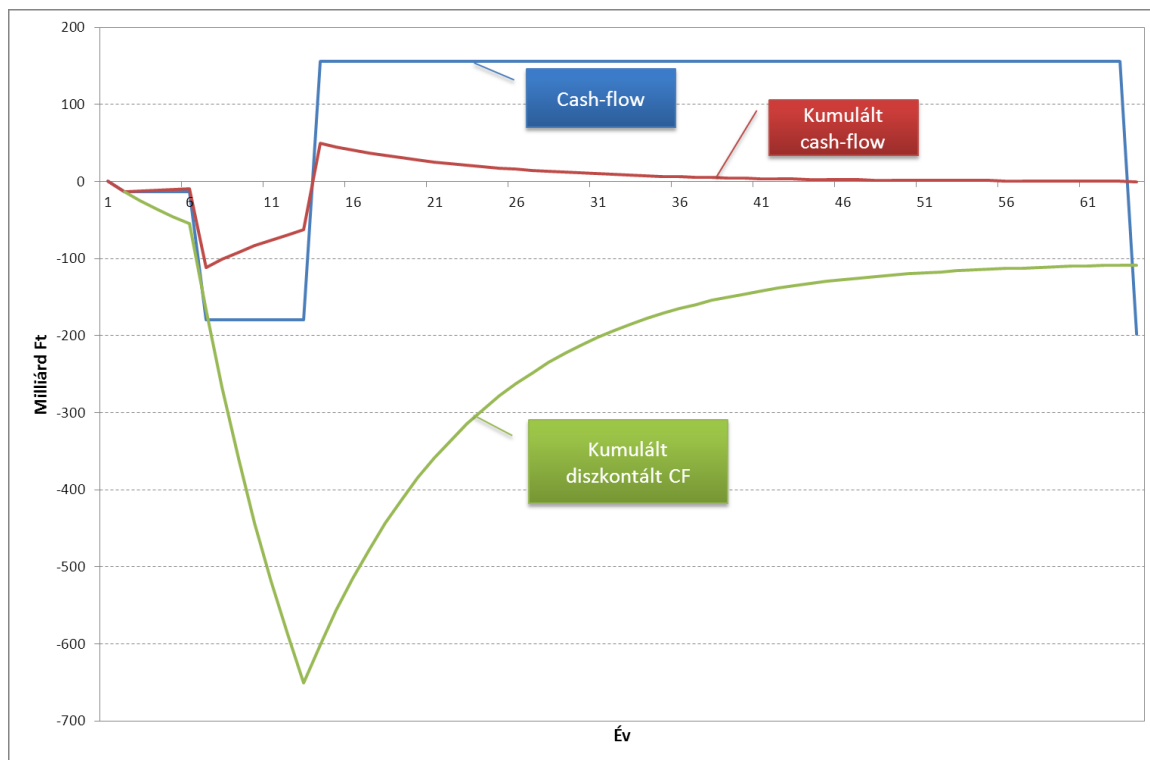
### III.4. A megtérülés-számítás eredményei

Az előzőekben bemutatottuk, hogy milyen input adatokkal számoltunk. Összesen három scenáriót definiáltunk: egy optimistát, egy realistát, illetve egy pesszimistát. A realista forgatókönyv esetében minden bemenő változó a realista értéket veszi fel. A pesszimista esetben feltételezzük, hogy az egyes inputváltozók mindig azon értéket veszik fel, amely rontja a projekt megtérülését, míg az optimista esetben ellenkezőleg, amely javítja azt. A következőkben először részletesen ismertetjük a realista forgatókönyv esetében kapott eredményeket, majd bemutatjuk a pesszimista és optimista scenárió eredményeit is. Ezt követően különböző típusú érzékenységvizsgálatot végzünk, hogy a kapott eredmények robusztusabbak legyenek, és azonosíthassuk azon tényezőket, amelyek a legfontosabb hatással bírnak az atomerőműi beruházás megtérülésére.

#### III.4.1. A realista forgatókönyv eredményei

Az alábbi ábra mutatja, hogy a realista forgatókönyv esetében milyen pénzáramok merülnek fel, ezeknek mekkora a jelenre diszkontált értéke, illetve ezek kumulált összege. Látható, hogy a beruházási idő alatt jelentős mértékű negatív cash-flow-val találkozhatunk. A kumulált diszkontált pénzáramok összege a beruházás végére eléri a -650 milliárd forintot. Az erőmű termelési ciklusában az évenkénti pénzáramok értéke 160 milliárd forint körül alakul, viszont ezek diszkontálása eredményeképpen már a termelés első évében is mindössze 50 milliárdot tesz ki ez mai értéken. A kumulált CF összege így az erőmű életciklusa végén sem lesz pozitív, mintegy 110 milliárd forintos kumulált diszkontált veszteségű pénzárammal szembesül az erőmű. Az erőmű élettartalma végén egy jelentős mértékű bezárási költséget tapasztalunk, de ennek diszkontált értéke szinte elhanyagolható.

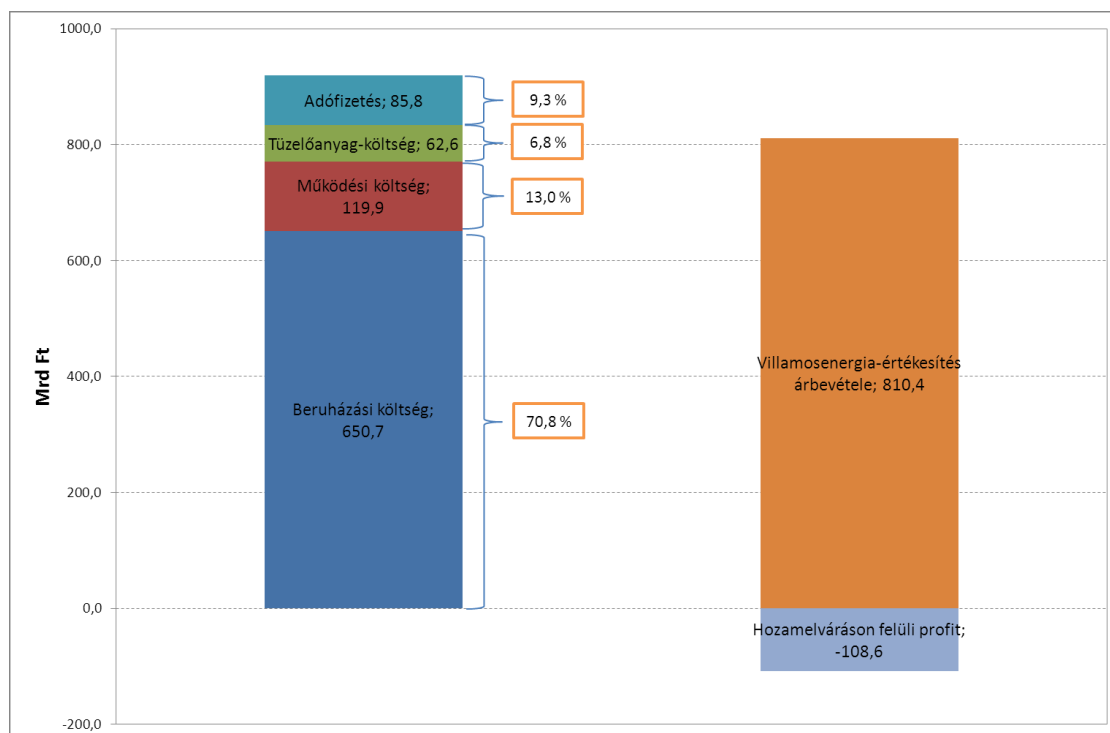
**9. ábra: A realista forgatókönyv esetében az évenkénti pénzáramok, diszkontált pénzáramok, illetve kumulált diszkontált CF-ok összeg, Mrd Ft**



Forrás: REKK számítás

Érdeemes megvizsgálni, hogy a költségek és a bevételek oldalán hogyan oszlik meg a diszkontált pénzáramok összege, és melyek a legfontosabb tényezők. Az alábbi ábra mutatja, hogy a beruházási költség adja az összes költség 70 %-át, míg jelentősnek mondható a működtetési költség, az adófizetés, illetve a tüzelőanyag-költség is. Ezen az ábrán nem tüntettük fel a bezárás költségét, mivel annak a diszkontált értéke nagyon alacsony (0,5 Mrd Ft).

10. ábra: A kiadások és a bevételek jelenértékeinek megoszlása, Mrd Ft



Forrás: REKK számítás

Minden, a megtérülést vizsgáló mutató azt jelzi, hogy a realista esetben nem érdemes megvalósítani a beruházást. A nettó jelenérték közel -110 Mrd Ft-ot tesz ki, 10 %-os reál diszkontráta mellett. A belső megtérülési ráta mutatja, hogy csak akkor érdemes megvalósítani a projektet, ha a reálhozam-elvárás 8,7 % alatt van. A megtérülési idő 21 év, míg a diszkontált megtérülési idő nem számolható, mivel a beruházás nem megtérülő. Az LCOE értéke 106 €/MWh, amely azt jelenti, hogy a 10 %-os reálhozam-elvárás mellett az atomerőmű ilyen átlagos értékesítési ár mellett tudna gazdaságosan működni.

13. táblázat: Az egyes eredményváltozók összefoglalása

	Eredmény
NPV, Mrd Ft	-109,10
IRR, %	8,7%
Megtérülési idő, év	21
Diszkontált megtérülési idő, év	63
LCOE, €/MWh	106

Forrás: REKK számítás

### III.4.2. A három forgatókönyv összehasonlítása

Az előzőekben részletesen bemutattuk a realista forgatókönyv eredményeit. A következő táblázatban pedig összefoglaljuk a három általunk előre definiált forgatókönyvet.

14. táblázat: A realista, optimista és pesszimista forgatókönyv eredményei

	Realista	Pesszimista	Optimista
NPV, Mrd Ft	-109,1	-456,3	409,5
IRR, %	8,7%	5,2%	12,8%
Megtérülési idő, év	21	28	17
Diszkontált megtérülési idő, év	63	64	22
LCOE, €/MWh	106	176	66

Forrás: REKK számítás

Látható, hogy a pesszimista forgatókönyv esetében igen rossz megtérülési mutatókkal szembesülünk. A projekt belső megtérülési rátája 5,2 %-os, azaz ennél alacsonyabb reálhozam-elvárással kell bírni a beruházónak, ha mégis belevág a projekt megvalósításába. Az LCOE értéke ebben az esetben 176 €/MWh, amely a jelenlegi villamosenergia-árak mellett igen valószínűtlen. Ezzel szemben az optimista forgatókönyv megvalósulása esetén érdemes a beruházást megvalósítani. A nettó jelenérték meghaladja a 400 Mrd forintot, míg a belső megtérülési ráta a 12,8 %-ot. Az LCOE értéke 66 €/MWh-át mutat, azaz átlagosan – az optimista forgatókönyv esetén 8,5 %-os diszkontarával számolva – ekkora villamosenergia-értékesítési ár mellett tud gazdaságosan működni az atomerőmű.

### III.4.3. Parciális érzékenységvizsgálatok

A modell robusztussága érdekében szükséges megvizsgálni, hogy melyek azok a tényezők, amelyekre leginkább érzékeny a megtérülés. A következőkben a legfontosabb hét paraméterre végzünk érzékenységvizsgálatot:

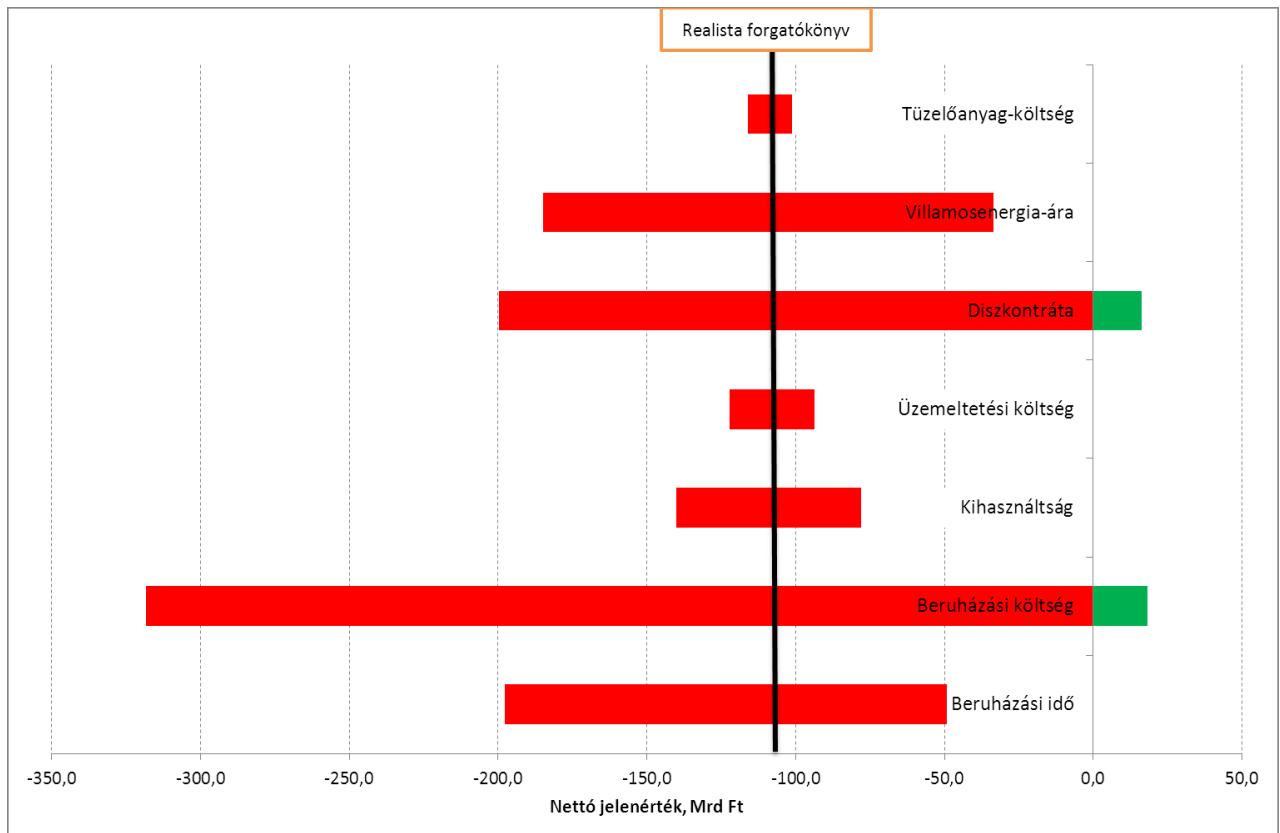
- tüzelőanyag-költség
- villamosenergia-ár
- diszkontráta
- üzemeltetési költség
- kihasználtság
- beruházási költség
- beruházási idő

Mindegyik paraméter esetében olyan modellfuttatást végzünk, amikor az összes paraméter a realista scenárióban meghatározott értéket veszi fel, leszámítva azt az egyet, amelyre vonatkozóan az érzékenységvizsgálatot végezzük. Ebben az esetben feltételezzük, hogy az adott inputváltozó a pesszimista vagy az optimista értékét veszi fel. Kivétel ez alól a beruházási idő, amely esetében a realista forgatókönyv esetében meghatározott beruházási évhez hozzáadtunk, illetve abból levontunk 2-2 évet.

Az alábbi ábra és táblázat mutatja összefoglalóan az érzékenységvizsgálat eredményét. Látható, hogy csak akkor pozitív a nettó jelenérték, ha alacsony diszkontrátával (8,5 %-os

reáldiszkont ráta), vagy alacsony beruházási költséggel számolunk (4000 \$/kW). Minden más esetben a nettó jelenérték negatív.

11. ábra: A nettó jelenérték értékei különböző tényezők érzékenységvizsgálata mellett, Mrd Ft



Forrás: REKK számítás

15. táblázat: Az egyes eredményváltozók értékei különböző tényezők érzékenységvizsgálata mellett

		NPV, Mrd Ft	IRR, %	Megtérülési idő, év	Diszkontált megtérülési idő, év	LCOE, €/MWh
Realista szcenárió		-109,1	8,7%	21	63	106
Beruházási idő	plusz 2 év	-197,6	7,7%	23	65	122
	mínusz két év	-49,0	9,4%	19	61	96
Beruházási költség	pesszimista	-300,1	7,0%	23	63	130
	optimista	18,2	10,3%	19	46	88
Kihashnáltság	pesszimista	-140,1	8,2%	21	63	110
	optimista	-78,1	9,1%	21	63	100
Üzemeltetési költség	pesszimista	-122,1	8,5%	21	63	108
	optimista	-93,7	8,9%	21	63	104
Diszkontráta	pesszimista	-183,5	8,7%	21	63	124
	optimista	16,2	8,7%	21	52	90
Villamosenergia-ára	pesszimista	-184,7	7,6%	22	63	106
	optimista	-33,5	9,6%	20	63	106
Tüzelőanyag-költség	pesszimista	-115,9	8,6%	21	63	106
	optimista	-101,1	8,8%	21	63	104

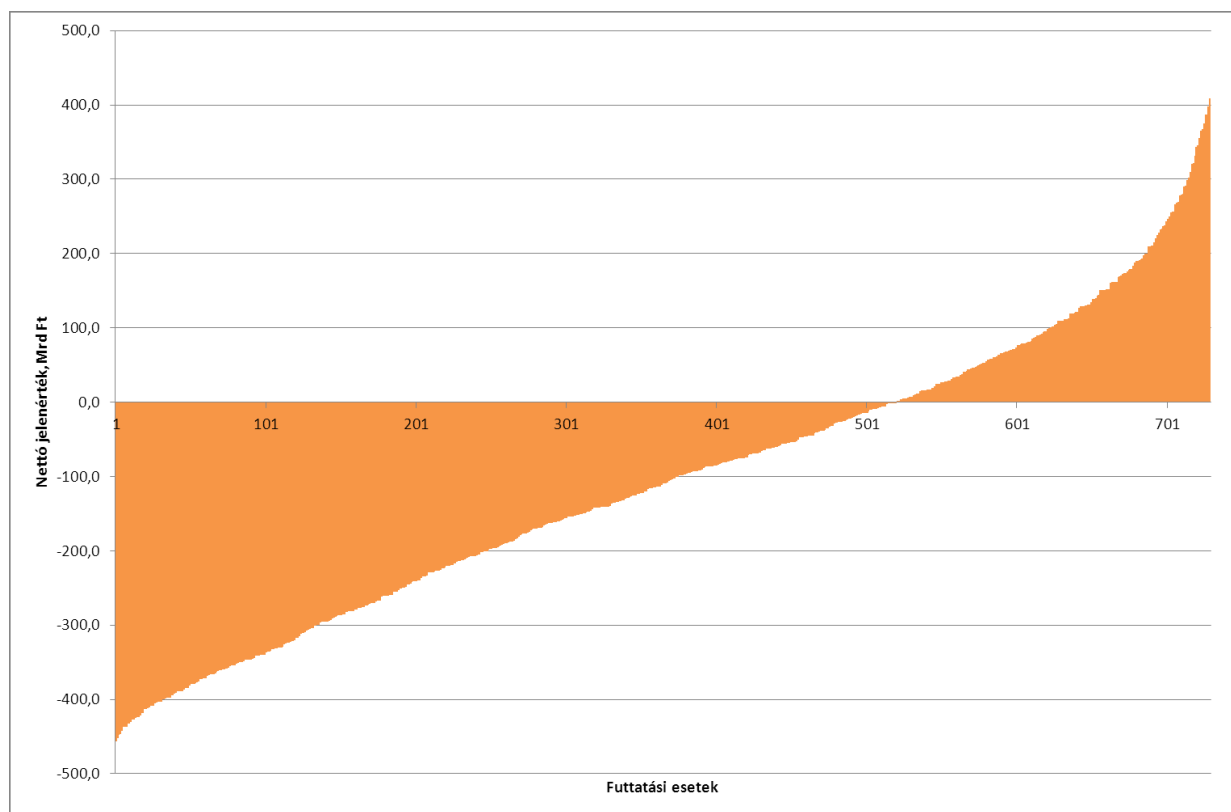
Forrás: REKK számítás

### III.4.4. Az összes inputadat-kombináció esetén a megtérülés alakulása

Az érzékenységvizsgálat mellett elvégeztünk egy olyan elemzést is, amely során az összes – általunk vizsgált – inputtényező kombinációjára lefuttattuk a beruházási modellt. Összesen

hat tényezőt vizsgáltunk, amely három-három értéket vehet fel: a pesszimista, az optimista vagy a realista scenárióban meghatározottat. A beruházási költséget, illetve a beruházás időtartalmát egy tényezőnek számítottuk, mivel a kettő erősen összefügghet. Ebből következően összesen  $3^6$ , azaz 729 kimenet lehetséges. A következő ábra mutatja az egyes kimenetek nettó jelenértékét.

**12. ábra: Az egyes input-kombinációk esetében a nettó jelenérték értéke, Mrd Ft**

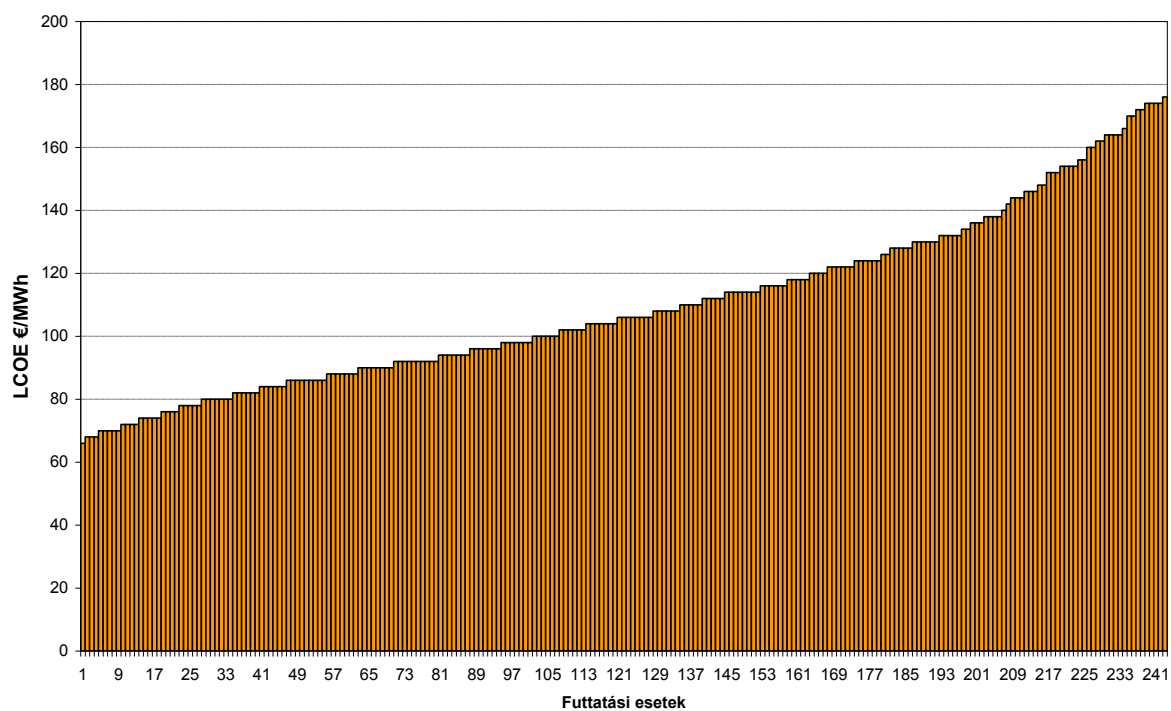


Forrás: REKK számítás

Látható, hogy a lehetséges 729 esetből mindössze 210 esetben pozitív a nettó jelenérték, az összes többi esetben negatív. Jellemzően azokban az esetekben lehetséges pozitív nettó jelenérték, ha a diszkonttényező és/vagy a beruházási költség az optimista scenárióban meghatározott értéket veszi fel.

Megvizsgáltuk továbbá, hogy az LCOE értéke hogyan alakul az összes lehetséges esetben. Ekkor már természetesen csak öt tényező értékeinek kombinációira végeztük el a számításokat, mivel a nagykereskedelmi villamosenergia-ár ebben az esetben az eredményváltozó, nem pedig az inputváltozó. Az alábbi ábra mutatja az LCOE értékeit.

13. ábra: Az egyes input-kombinációk esetében az LCOE értéke, €/MWh



Forrás: REKK számítás



## IV. ZÁRSZÓ

Az atomerőművi beruházások lehetséges üzleti modelljeinek feltérképezése és bemutatása, valamint egy hazai nukleáris beruházás megtérülésének vizsgálata rendkívül összetett munka, melynek során számos olyan kritikus tényező játszik szerepet, melyek vizsgálata gyakran külön kutatást igényelne. Jelen tanulmányban nem vállalkozhattunk ezen rész kutatások elvégzésére, ugyanakkor ehelyütt röviden jelezni kívánjuk, melyek azok a kérdések, melyek további vizsgálata elengedhetetlen a fenti feladat korrekt elvégzéséhez.

Az atomerőművi beruházások megtérülése rendkívül érzékeny az induló beruházási költségek nagyságára és az alkalmazott diszkontráta, vagyis a súlyozott tőke költség (WACC) mértékére. A megtérülés számítás hitelessége ezért nagymértékben a fenti paraméterek helyes megválasztásától függ. A szükséges input adatokat jelen tanulmányban széles körű szakirodalmi adatfeldolgozás alapján becsültük meg. A paraméterek pontosításához azonban szükség lenne bizonyos mértékű elsődleges adatgyűjtésre, illetve erőművi befektetőkkel és a finanszírozásban jártas szakértőkkel folytatott interjúkra. A gyakorló szakemberekkel történő konzultáció nem csak a beruházási és tőke költségek felméréséhez szükséges, hanem az erőművi beruházások, illetve nagyobb infrastrukturális projektek során alkalmazott finanszírozási és szerződéskötési gyakorlat megismeréséhez, és a nukleáris beruházók előtti mozgástér feltérképezéséhez.

Az atomerőművi projektek súlyozott tőke költségének (WACC) megállapítása, és a jövőbeni pénzáramokra alkalmazott diszkontráta megválasztása, valamint a tőke bevonással és finanszírozással kapcsolatos kérdések megválaszolása az egyik legösszetettebb feladat. A tőke költség megállapításához szükséges számítások többek között kiterjednek a villamosenergia-szektorban alkalmazható WACC-ra vonatkozó becslésre, a saját és az idegen tőke bevonásának lehetőségeinek feltérképezésére és azok lehetséges arányának megállapítására, a nukleáris projekteket sújtó kockázati prémium mértékének felmérésére, és az országgkockázat becslésére. Ezen számításokhoz célszerű az utóbbi időszak hazai/régióbeli erőművi beruházásai, illetve nagyobb infrastrukturális projektjei során nyert tapasztalatok megismerése is. Ezen kérdések megválaszolása optimális esetben külön kutatás tárgya, melyre jelen tanulmányban nem volt lehetőségünk.

Jelen tanulmányban az Egyesült Államokban és Európában folyó legelőrehaladottabb projektek vizsgálatára és üzleti modelljeinek bemutatására koncentráltunk. Kutatásunk nem terjedt ki más régiókban és országokban, az európaítól jelentősen eltérő szabályozási környezetben alkalmazott üzleti modellek vizsgálatára. Az orosz, kínai, japán és dél-koreai atomerőművi projektek elemzése azonban az eltérő társadalmi, politikai és üzleti kultúra ellenére mindenképpen szükséges lehet, mert hasznos tapasztalatok megismeréséhez, adott esetben hazai környezetben is alkalmazható (rész)megoldások kialakításához vezethet. A példa kedvéért érdemes megemlíteni a török Akkuyu projektet, melynek végrehajtása olyan

speciális üzleti modell keretében történik, melynek megismerése és behatóbb vizsgálata a régiókban tervezett projektek szempontjából kiemelt fontosságú lehet.

A kutatás földrajzi kereteivel összefüggésben a szabályozási és engedélyezési aspektusok behatóbb vizsgálatára is szükség lenne. Egyrészt az eltérő szabályozási környezetben, eltérő üzleti modellel megvalósuló projektek megismerése segíthet az üzleti modellek és a szabályozási háttér közötti összefüggések megértésében. Másrészt az eltérő engedélyezési és ösztönzési rendszerek hazai alkalmazhatóságának megítéléséhez ezen rendszerek működésének mélyebb elemzése szükséges. A lehetséges szabályozási reformok értékeléséhez és megítéléséhez számos további kérdést kell megválaszolni. Hogyan lehetséges a beruházói szempontok és biztonsági megfontolások közti egyensúly megteremtése/megőrzése? A jelenlegi (de átalakulásban lévő) európai szabályozási és versenyjogi környezetben milyen feltételekkel és milyen formában alkalmazhatóak beruházásösztönző mechanizmusok, vagy állami támogatások? A nukleáris beruházások kockázatmentesítését, illetve ösztönzését célzó szabályozási reformok milyen hatással lehetnek az érintett ország(ok) villamosenergia-piacára és az erőművi szektorra?

Jelen tanulmány alapvetően a beruházás megtérülésére, és ezáltal a befektető szempontjaira koncentrált. Ennek következtében az üzemidő vége felé aktuálissá váló, és nagyon magas jövőbeni költséggel járó, de jelenértékben igen csekély mértékű hulladék-elhelyezés és leszerelés gazdasági és környezeti kockázatainak behatóbb vizsgálatára nem került sor. Ezek a beruházó szempontjából kisebb fontosságú tevékenységek azonban amellet, hogy kiemelkedő társadalmi és politikai érdeklődésre tartanak számot, nem elhanyagolható pénzügyi kockázatot hordoznak, és számos, részben megválaszolatlan szabályozási kérdést vetnek fel. A társadalmat érintő -externális- gazdasági és környezeti hatások nagyságából kifolyólag tehát nem kerülhető meg a kiegészítő tüzelőanyagok és egyéb radioaktív hulladékok tárolásának és elhelyezésével, illetve a kiszolgált erőmű leszerelésével kapcsolatos kérdések behatóbb vizsgálata. Ide tartozik többek között a szükséges tárolói infrastruktúra kiépítésére, a kapcsolódó hulladék-elhelyezési, tároló üzemeltetési, leszerelési és ártalmatlanítási tevékenységek végzésére, a finanszírozásához szükséges pénzügyi alapok működtetésére, illetve a lehetséges kockázatok beruházó és állam közti megosztására vonatkozó lehetséges szabályozások vizsgálata.

A fenti kérdések természetesen nem fedik le mindazon kutatásokat, melyeket a nukleáris beruházások vizsgálata és értékelése során el kell végezni. Célunk ehelyütt csupán annak jelzése, hogy a lehetséges üzleti modellek feltérképezése, vagy a megtérülés vizsgálata jóval komplexebb feladat annál, semmint hogy az egy ilyen korlátozott méretű kutatás során elvégezhető legyen.